

Efectos de una alta penetración de energías renovables en el sistema eléctrico

Miriam Bueno Lorenzo

March 10, 2014

Abstract

The increased share of renewable energies has changed both power system functioning and conventional plants operation. With regard to the latter, power plants using fuel have change their operation mode to accommodate to the variability and partial predictability of renewable energy sources. This fact increases the operation costs of the conventional plants. Besides, market prices behaviour will experience changes, such as the decrease of average prices and the increase of their variability. The positive effects of an increased renewable installed capacity are also assessed. Furthermore, in countries with abundant solar resource, studying the effects of a higher share of renewable energy sources on the generation mix is necessary, including a high portion of photovoltaic and solar thermal energy in the generation portfolio. Therefore, a model of the concentrated solar power generators has been developed in this work. The results of the thermoelectric model supplies the annual production of this technology, which has been integrated in the generation schedule model. To analyse the impact of the future configuration of the generation mix on the power system, a model of unit commitment has been employed. It includes the characteristics and installed capacity of the generators using fuel and the estimation of the future production series of renewable energies. The results discussion contains an analysis of some relevant characteristics of the future power system behaviour, such as, daily market prices, yearly production by technology, capacity factors of the different technologies, wind spilled energy, ratio of demand coverage coming from renewable sources, hourly variation of the energy supplied by hydro, coal, and natural gas power plants, greenhouse emissions and operation costs.

1 Introducción

En los últimos años se ha experimentado un gran incremento de la presencia de la energías renovables en los sistemas eléctricos. Hasta ahora la energía eólica ha experimentado un considerable aumento de su capacidad instalada, por lo que la mayor parte de los estudios realizados hasta el momento se han centrado en evaluar sus efectos sobre el sistema eléctrico.

El aumento de la penetración de la energía eólica ha estado acompañada de cambios tanto en los mercados eléctricos como en la operación del sistema eléctrico y de las centrales convencionales. Desde el punto de vista de la gestión de la red, uno de los efectos experimentados ha sido el aumento de las congestiones, puesto que la producción de la generación no siempre está cerca de los puntos de consumo, y las redes estaban diseñadas sin tener en cuenta la ubicación de estas fuentes energéticas. En lo que respecta a la programación de la generación, los niveles de las reservas han aumentado debido, por un lado, a la variabilidad de la energía eólica, y por otro, a su parcial predictibilidad que implica en muchos casos una sobre estimación de la reserva necesaria. Además de eso, el resto de las centrales convencionales han cambiado su

modo de operación para adaptarse a las características de la producción eólica aumentando el número de puestas en marcha y paradas y la operación a carga parcial. Estas dos últimas características tienen efectos perniciosos en el tiempo de vida de estas centrales y, por tanto, en los costes variables en los que se incurre. Por un lado, se hace un uso más severo de las rampas de producción, y por otro, la operación a carga parcial tiene un rendimiento menor para estas centrales.

En lo que respecta a los precios del mercado, se experimenta por un lado una disminución de los precios¹, puesto que las centrales renovables tienen un coste marginal de producción cero, al tiempo que aumenta su volatilidad; pero por otro lado, se incrementan los costes de provisión de reservas y aumentan los pagos por capacidad.

Por todo lo anterior es necesario realizar estudios para evaluar estos efectos, que aunque han proliferado enormemente en los últimos años, están centrados mayoritariamente en la energía eólica. En Holttinen et al. [1, 2] se presentan los resultados comparativos de estudios de integración de energía eólica en varios países, Irlanda, Reino Unido, Alemania, Dinamarca, Finlandia, Estados Unidos, Portugal, Holanda y España. En este último caso tan sólo se incluyen resultados de estudios de cortocircuitos en la red.

En países con abundante recurso solar, como por ejemplo, en el sur de Europa, se hace necesario estudiar los efectos de sistemas con alta penetración de renovables que no estén basados exclusivamente en los efectos de la energía eólica, sino que además tengan una considerable producción energética procedente de tecnologías fotovoltaica y termoelectrica. En el caso de esta última tecnología la posibilidad de almacenamiento está haciendo que su implantación haya aumentado considerablemente en los últimos años, por lo que es necesario considerar su existencia y modelar sus características para incluirla en los estudios de planificación de los sistemas eléctricos. Teniendo en cuenta esto, en este trabajo se ha realizado un modelo de la energía solar termoelectrica que se explicará en detalle en la sección 2.1.

Existen diversas aproximaciones para evaluar los sistemas eléctricos futuros con alta penetración de renovables. Un enfoque posible puede encontrarse en el estudio realizado por García Casals et al. [3], donde se cuantifica y evalúa técnicamente la factibilidad de un sistema eléctrico operado exclusivamente por energías renovables en el sistema peninsular español.

Unas de las variables a tener en cuenta al estudiar los efectos de una alta penetración de renovables en el sistema eléctrico son las decisiones de inversión óptimas para realizar una planificación a largo plazo. El modelo Balmorel (Balmorel [4]) analiza sistemas energéticos y de calefacción², evaluando las distintas alternativas de inversión y optimizándolas. En Karlsson & Meibom [5] Balmorel se utiliza para estudiar la ruta a seguir para conseguir que un 70% del consumo energético del sector transporte sea de origen renovable. En Münster & Meibom [6] se presenta un análisis del uso de basura para la producción de energía en Alemania y los países nórdicos en 2025. Otro ejemplo puede encontrarse en Juul & Meibom [7] donde se estudia la integración de los sistemas eléctrico y de transporte. Los estudios optimizan las inversiones tanto en centrales eléctricas como en vehículos eléctricos en 2030 en Dinamarca y los resultados son ampliados para Alemania, Dinamarca, Finlandia, Noruega y Suecia en Juul & Meibom [8].

Para analizar los efectos en la operación del sistema y en el mercado de un mix de generación futuro se emplea habitualmente un modelo de programación horaria o “unit commitment”. Como resultado se establece cuál es el número de unidades que deben estar operativas en cada hora así como la potencia que suministran. Cuando se incluye una unidad en la programación, es necesario ponerla en funcionamiento, sincronizarla con la red y conectarla para que pueda suministrar energía al sistema eléctrico, por tanto esta decisión implica costes

¹Con respecto a escenarios con los mismos precios de los combustibles y distintas penetraciones de energías renovables.

²En los países nórdicos existen mercados de energía térmica.

económicos. La programación horaria se resuelve mediante un problema de optimización que determina cuáles son las unidades mínimas necesarias que deben estar conectadas para suplir la demanda, puesto que programar unidades adicionales supone un importante coste económico. Para ello, deben tenerse en cuenta las restricciones del problema, tales como la reserva necesaria en el sistema eléctrico, las restricciones térmicas de las unidades (los tiempos mínimos de operación y apagado, rampas, potencia mínima), la coordinación hidro térmica y los combustibles. En resumen, en el problema de programación deben incluirse las características del parque de generación junto con la previsión de la demanda y la producción esperada de energías renovables. Tras la optimización, que habitualmente es horaria, puesto que éste es el periodo temporal considerado en algunos mercados, se obtienen las series de producción de las distintas tecnologías. En este modelado se supone un mercado de competencia perfecta, es decir, sin considerar que exista poder de mercado.

1.1 Objetivos

Los objetivos planteados en este trabajo se detallan a continuación:

- Evaluación de los costes de operación de un mix energético con una alta penetración de energías renovables.
- Análisis de la influencia de una alta proporción de la producción eléctrica de origen renovable en la operación de las centrales no renovables.
- Cuantificación de la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero y evaluación del cumplimiento del protocolo de Kyoto.

Para llevar a cabo estos objetivos se han implementado las siguientes tareas:

- Modelado de las características del sistema eléctrico español, que incluya las características térmicas de sus centrales convencionales y sus restricciones.
- Obtención de la producción horaria de las centrales termoeléctricas a partir de su potencia instalada, capacidad de almacenamiento, localización y radiación prevista, mediante la simulación de su funcionamiento físico.
- Previsión de las series de producción de otras energías renovables en el sistema eléctrico español: biomasa, fotovoltaica, hidráulica (fluyente, embalses), a partir de los datos históricos de producción horaria y de las asunciones de capacidad establecidas en el PANER.
- Generación de escenarios de producción hidráulica deterministas para el mix energético en el año 2020 en España, teniendo en cuenta distintos tipos de años meteorológicos.
- Inclusión en los escenarios de distintas hipótesis de futuros precios de los combustibles y de los derechos de emisión de CO_2 .
- Ampliación de la herramienta de unit commitment utilizada, incluyendo un modelo de la energía termoeléctrica para estudiar los efectos de un sistema con alta penetración de energías renovables.
- Análisis de los resultados de los distintos escenarios.

1.2 Estudio implementado

Este estudio evalúa los costes de operación de un sistema eléctrico con alta penetración de energías renovables en escenarios futuros. Para ello se ha construido un modelo del sistema eléctrico español.

Las características generales del modelo implementado son:

- **Ámbito geográfico.** El modelo del sistema eléctrico comprende la región peninsular española.
- **Planteamiento del estudio.** Problema lineal determinista que evalúa los costes de la generación eléctrica y los precios futuros del mercado diario en un sistema con alta penetración de energías renovables.
- **Escenarios futuros.** Se definirán distintos escenarios futuros que incluyen datos de la estructura del mix de generación actual y futuro, así como las series de previsiones de demanda y de producción de energías renovables.

En relación con la generación de escenarios futuros se ha tomado como punto de partida el Plan Nacional de Acción de Energías Renovables (PANER) que fue elaborado por el Ministerio de Industria. Este documento contiene las expectativas futuras de producción de energías renovables y establece cuál será la capacidad instalada de estas nuevas tecnologías en el año 2020. Este plan fue elaborado para cumplir con las exigencias de la directiva europea 2009/28/CE (European Commission [9]) que fija como objetivo general de la Unión Europea alcanzar un porcentaje de un 20% de producción energética bruta procedente de fuentes renovables sobre el consumo final. En él se establecen las capacidades instaladas requeridas para cada tecnología de origen renovable para el cumplimiento de este objetivo, teniendo en cuenta la estructura de generación actual. Además de lo anterior, el plan contempla el diseño de nuevas directivas nacionales en materia energética para fomentar la inversión en tecnologías renovables.

En este estudio se ha partido de los mismos supuestos que el PANER en el diseño de los escenarios y se presentarán los resultados obtenidos bajo distintas hipótesis. Además se ha establecido un escenario adicional que supone el incumplimiento de las previsiones del PANER en cuanto a capacidad instalada, producción renovable y demanda, basándose en las desviaciones existente entre los valores del año 2012 y las predicciones del PANER. Por tanto, se supone que no se cumplirán las previsiones del plan en cuanto a capacidad instalada. De manera análoga, en ese escenario se tiene en cuenta que en los últimos años debido a la crisis económica, la demanda eléctrica ha disminuido y que, por tanto, los escenarios de proyección de demanda establecidos en el PANER distan de la realidad posible. En consecuencia, se ha calculado la proyección de la demanda en función de los datos actuales y de las previsiones de crecimiento del Fondo Monetario Internacional.

Para generar los escenarios se ha planteado que hay distintos parámetros que influirán en los costes futuros del sistema eléctrico. Por un lado, los precios de los combustibles fósiles influyen en el precio marginal del mercado diario. Puesto que el valor futuro de esta variable es tremendamente incierto, se han definido distintos escenarios de acuerdo con las consideraciones de Energy Information Administration [10], definiendo precios bajos, medios y altos en función de las hipótesis formuladas. En relación a las centrales convencionales otra variable a tener en cuenta será la de los distintos precios de emisiones de dióxido de carbono. En este caso, debido a la alta volatilidad de este mercado, es complicado establecer una estimación de los precios futuros. Por ello, se han fijado tres escenarios futuros con valores extremos para evaluar la influencia de esta variable. El último parámetro que se ha tenido en cuenta ha sido la disponibilidad de recurso hidráulico en cada escenario. Puesto que las precipitaciones anuales varían enormemente de un año para otro, es posible que nos encontremos años con abundante

recurso y otros con una tremenda escasez. Teniendo en cuenta que esta tecnología permite el almacenamiento, actúa como compensador de la variabilidad de la producción dentro del mix de generación y, por tanto, su disponibilidad o escasez podría influir en la estructura de la generación y en los precios. Este parámetro depende exclusivamente de las condiciones meteorológicas por lo que se han establecido distintos escenarios con bajas, medias y altas precipitaciones basados en los datos históricos disponibles.

La contribución de la producción térmica convencional a la generación eléctrica es una variable a evaluar en este estudio. Para ello se consideran los consumos de combustible, las emisiones de dióxido de carbono y los tiempos de respuesta a la variación de la producción de las centrales (rampas de generación) de las distintas tecnologías. Todos estos parámetros influirán en la disponibilidad de estas centrales para generar energía eléctrica en un determinado momento, y en su modo de operación. En consecuencia el precio de la energía en cada hora dependerá del recurso disponible procedente de fuentes renovables y de la generación térmica convencional.

Puesto que los combustibles de las tecnologías renovables tienen un coste variable cero, se consideran los precios marginales de estas tecnologías iguales a cero. Por tanto, el precio en el mercado diario estará determinado por el coste marginal de la tecnología convencional más cara que esté produciendo en ese momento. Este precio vendrá definido por los resultados de la optimización de la programación horaria.

A la hora de realizar un modelado de un sistema eléctrico con alta penetración de fuentes renovables es posible realizar un análisis determinista o estocástico. Este último se lleva a cabo cuando se pretenden evaluar los efectos de los errores de predicción en los costes del sistema, la provisión de reservas o el modo de operación de las centrales convencionales. Además podrían incluirse estudios de fiabilidad en los que se evalúen los efectos de las paradas forzadas de las centrales en el sistema eléctrico, y la posibilidad de aumentar la ratio de energía no suministrada. Aunque la realización de estos estudios se plantea como un trabajo futuro a desarrollar este apartado se ha limitado a un estudio determinista.

Puesto que se ha estudiado el comportamiento de un productor eólico en el mercado eléctrico, modelándolo en todo momento como “tomador de precios”, a ciertas escalas de penetración de energías renovables cabría dudar de la validez de esta hipótesis. Es por ello, que se ha implementado un modelo para evaluar la influencia en el precio del mercado de la presencia de grandes cantidades de energía eólica. Una consecuencia evidente será la disminución del precio del mercado, pero este descenso acarrea también otros efectos como el hecho de que las energías renovables sustituirán a los generadores convencionales, con lo que estos últimos operarán de un modo mucho más flexible, lo que lleva asociado un sobre coste. Este estudio pretende analizar, por un lado, los efectos sobre el precio de la energía, atendiendo a su componente principal, es decir, el precio del mercado diario, y por otro lado, las variaciones en la operación de las centrales convencionales. Adicionalmente, se ha incluido un modelado en detalle de una tecnología emergente en el sistema eléctrico español, como es la termoelectrica, que se ha incluido en la herramienta de planificación Wilmar. Se deja para un trabajo futuro la ampliación a un estudio estocástico que considere los errores de predicción de la producción de origen renovable e incluya el modelado del mercado intradiario.

En este estudio no se han tenido en cuenta análisis de red ni los efectos de las interconexiones con Francia o Portugal.

1.3 Estructura del estudio.

En este trabajo se abordará el problema de la integración de las energías renovables en el sistema eléctrico. Para ello se plantea en primer lugar la formulación del problema de la programación horaria de la generación. Posteriormente se introduce la herramienta seleccionada

para resolver el problema, Wilmar. A continuación se presentarán las hipótesis de modelado de las distintas tecnologías, la demanda y las reservas. En el caso de la tecnología termoelectrica se ha implementado un modelo que simula su funcionamiento físico y proporciona las series de producción futura, mientras que en el resto de los casos las series futuras se han basado en datos históricos. Posteriormente se muestran los resultados obtenidos. El estudio finaliza señalando las conclusiones más relevantes.

1.4 Programación de la generación con renovables

La formulación general de un problema de programación horaria puede expresarse con las ecuaciones que se presentan a continuación, siendo la ec. (1) la función objetivo y las ecuaciones (2) a (10) las restricciones. La función objetivo minimiza los costes del sistema eléctrico.

$$\begin{aligned}
min V_{OBJ} = & \sum_{F_i \in F^{fuel}} \sum_{i \in I^{fuel}} \sum_{t \in T} \sum_{s \in S} \pi_s F_{s,t,i} f_{F_i}^{price} + \sum_{i \in I^{elec}} \sum_{s \in S} \sum_{t \in T} \pi_s O_i P_{i,s,t} \\
& + \sum_{i \in I^{online}} \sum_{s \in S} \sum_{t \in T} \pi_s c_i^{Startup} P_{i,s,t}^{Startup} + \sum_{i \in I^{fuel}} \sum_{t \in T} \sum_{s \in S} \pi_s F_{s,t,i} f_F^{emis} f_{CO_2}^{tar} \\
& + \sum_{r, \bar{r} \in R} \sum_{t \in T} \sum_{s \in S} \pi_s l_{r, \bar{r}}^{trans, cost} P_{r, \bar{r}, s, t}^{trans} - \sum_{i \in I^{online}} \sum_{s \in S} \sum_{t \in T} \pi_s S p_i^{online} P_{i,s,t}^{online} \\
& - \sum_{i \in I^{hydro}} \sum_{s \in S} \sum_{t \in T} \pi_s S p_i^{hydro} V_{i,s,t}^{hydro} - \sum_{i \in I^{pump}} \sum_{s \in S} \sum_{t \in T} \pi_s S p_i^{pump} V_{i,s,t}^{pump} \quad (1)
\end{aligned}$$

s.a.

$$\begin{aligned}
& \sum_{i \in I^{elec}} P_{i,t}^{DM} + j_{i,t}^{run-of-river} + j_{i,t}^{biomass} + j_{i,t}^{PV} + P_{r,t}^{Wind} - P_{r,t}^{Windshed} + j_{i,t}^{CSP} \\
& = \sum_{i \in I^{pump}} W_{i,t}^{DM} + D_{r,t}^{Elec} \quad (2)
\end{aligned}$$

$$P_{i,s,t} \leq p_i^{Maxprod} \quad (3)$$

$$P_{i,s,t} \geq p_i^{Minprod} \quad (4)$$

$$\forall i \in I^{Elec}, \forall s \in S, \forall t \in T$$

$$F_{s,t,i} = e_i P_{i,s,t}^{online} + f_i P_{i,s,t} \quad (5)$$

$$\forall i \in I^{fuel}, \forall s \in S, \forall t \in T$$

$$P_{i,s,t} - P_{i,s,t-1} \leq P_{i,s,t}^{Ramp_rate} \quad (6)$$

$$\forall i \in I^{ramp}, s \in S, t \in T$$

$$V_{i,s,t}^{pump} \leq v_i^{str_pump,max} \quad (7)$$

$$\forall i \in I^{pump}, s \in S, t \in T$$

$$t - t_i^{min_op} \leq \tau_{op} \leq t - 1 \quad (8)$$

$$\forall i \in I^{Elec}, s \in S, \forall t \in [t_i^{min_op}, ..., T^{opt}]$$

$$t - t_i^{min_sd} \leq \tau_{sd} \leq t - 1 \quad (9)$$

$$\forall i \in I^{Elec}, s \in S, \forall t \in [t_i^{min_sd}, ..., T^{opt}]$$

$$P_{r, \bar{r}, s, t}^{trans} \leq l_{r, \bar{r}}^{trans, max} \quad (10)$$

$$\forall r, \bar{r} \in R, \forall t \in T, \forall s \in S$$

Los sumandos de la función objetivo representan los costes de producción del sistema eléctrico. El primer sumando de la función objetivo representa los consumos de combustible durante el periodo de optimización. El segundo corresponde a los gastos debidos a la operación y mantenimiento de las centrales. A continuación se incluyen los costes debidos a las puestas en marcha de las unidades. Después se adiciona la compra de derechos de emisiones de dióxido de carbono. Por último se añaden los costes de la transmisión de energía en las interconexiones entre distintas regiones. Posteriormente es necesario tener en cuenta la capacidad disponible de las unidades en funcionamiento en el periodo de optimización, este término debe restarse pues no es un coste sino energía disponible y tiene un valor asociado. De manera análoga se computa el valor económico que suponen la energía hidráulica embalsada y la energía disponible en los almacenamientos de bombeo.

Las restricciones del modelo representan:

- La ecuación (2) representa el equilibrio entre generación y demanda en el mercado diario.
- Ec. (3) limita la producción máxima de cada central a su potencia nominal.
- Ec. (4) fija el límite de producción mínima para cada unidad. Puesto que no se utilizan variables enteras, se utiliza una variable auxiliar, capacidad online, $P_{i,s,t}^{online}$, que se definirá posteriormente en la sección 1.5.2.
- Ec. (5) establece los costes de consumo de combustible de cada planta.
- Ec. (6) impone las restricciones de rampa, es decir, la potencia máxima que se puede incrementar o disminuir en un periodo de tiempo.
- Ec. (7) establece la máxima capacidad de almacenamiento para el bombeo en el sistema.
- Ec. (8) fija los mínimos tiempos de operación para las centrales.
- Ec. (9) indica el tiempo mínimo durante el que las unidades deben estar apagadas, una vez que se ha decidido su desconexión.
- Ec. (10) limita la capacidad de transmisión máxima entre las regiones del modelo.

Los parámetros considerados en el problema de optimización y los símbolos empleados en la formulación están recogidos en la tabla 1.

Parámetro	Descripción
$c_i^{Startup}$	Costes de encendido de la unidad i . [€/MWh]
$D_{r,t}^{Elec}$	Demanda eléctrica en el periodo t . [MW]
e_i	Parámetro de consumo de combustible de la unidad i .
$f_{CO_2}^{tax}$	Precio de los derechos de emisión de CO_2 . [€/tn]
f_F^{emis}	Emisiones de CO_2 al utilizar el combustible F . [tn]
f_i	Parámetro de consumo de combustible de la unidad i dependiente del rendimiento de la carga cuando está encendida.
$f_{F_i}^{price}$	Precio del combustible F_i . [€/GJ]
$j_{i,t}^{biomass}$	Producción procedente de biomasa en el periodo t . [MW]
$j_{i,t}^{CSP}$	Producción termosolar en el periodo t . [MW]
$j_{i,t}^{inflow}$	Aportaciones horarias de los embalses. [MW]
$j_{i,t}^{run-of-river}$	Producción hidráulica fluyente en el periodo t . [MW]

Continúa en la siguiente página

Parámetro	Descripción
$J_{i,t}^{PV}$	Producción fotovoltaica en el periodo t . [MW]
$l_{r,\bar{r}}^{trans,cost}$	Costes de transmisión entre dos regiones del modelo. [€/MW]
$l_{r,\bar{r}}^{trans,max}$	Capacidad de transmisión máxima entre regiones. [MW]
$Loss_{carga}$	Pérdidas por almacenamiento en bombeo.
O_i	Costes de operación y mantenimiento. [€/MWh]
$p_i^{Maxprod}$	Potencia eléctrica máxima para la unidad i . [MW]
$p_i^{Minprod}$	Potencia eléctrica mínima para la unidad i . [MW]
$P_i^{Ramp_rate}$	Rampa de subida o bajada de la unidad i . [MW]
$P_{r,t}^{Wind}$	Potencia eólica en la región r en el periodo t . [MW]
$Sp_{i,s,T}^{pump}$	Precio sombra del agua almacenada al final del periodo. [€/MWh]
$Sp_{i,s,T}^{hydro}$	Precio sombra del contenido del embalse al final del periodo. [€/MWh]
$Sp_{i,s,T}^{online}$	Precio sombra de la unidad i por estar encendida al final del periodo. [€/MW]
$Ramp_{rate}$	Ratio de restricción de rampa en función de la capacidad online.
t_i^{minop}	Tiempo mínimo durante el que la unidad debe estar encendida. [h]
t_i^{minsd}	Tiempo mínimo durante el que la unidad debe estar apagada. [h]
$v_i^{str,max}$	Capacidad máxima de almacenamiento de las unidades de bombeo. [MW]
$v_i^{Hydromax}$	Capacidad máxima de los embalses. [MWh]
$v_i^{Hydromin}$	Capacidad mínima de los embalses. [MWh]
w_i^{MAX}	Capacidad máxima de bombeo. [MWh]
π_s	Probabilidad de ocurrencia del escenario.

Tabla 1: Parámetros considerados en la optimización

En la tabla 2 se indican los conjuntos considerados en el problema de optimización, y los índices asociados en la formulación.

Conjunto	Descripción
F, F_i	Combustibles.
i	Unidad.
I^{pump}	Unidades de bombeo.
I^{elec}	Centrales eléctricas
I^{fuel}	Unidades que utilizan combustible (carbón, gas natural, fuel-oil).
I^{online}	Unidades encendidas.
I^{ramp}	Unidades con restricciones de rampa.
r, \bar{r}, R	Área o región.
s, S	Escenario.
t, τ, T	Periodo de optimización, T describe el último periodo de optimización de un escenario.

Tabla 2: Conjuntos considerados en la optimización

Como resultado del problema de optimización se obtienen los valores de un conjunto de variables de decisión que están resumidas en la tabla 3.

Variable	Descripción
$F_{s,t,i}$	Uso del combustible en escenario s en el instante t para la unidad i . [MW]
$P_{i,s,t}$	Producción de la unidad i en el periodo de optimización t . [MW]
$P_{i,t}^{DM}$	Energía casada en el mercado diario para la unidad i en el periodo de optimización t . [MW]
$P_{i,s,t}^{online}$	Capacidad online de la unidad i . [MW]
$P_{i,s,t}^{Startup}$	Capacidad de encendido de la unidad i en el periodo de optimización t . [MW]
$P_{r,\bar{r},s,t}^{trans}$	Potencia transmitida entre dos regiones del modelo. [MW]
$P_{r,t}^{Windshed}$	Energía eólica vertida. [MW]
$V_{i \in I^{pump},s,t}^{pump}$	Contenido del almacenamiento al final del periodo de optimización. [MWh]
$V_{i \in I^{hydro},s,t}^{hydro}$	Contenido del embalse al final del periodo de optimización. [MWh]
$W_{i,s,t}$	Energía almacenada para bombeo en el periodo t . [MW]

Tabla 3: Variables de decisión de la optimización

1.5 Herramienta empleada: Wilmar Planning Tool

Existen distintas herramientas para implementar un modelo de “unit commitment”. En este caso se ha utilizado la herramienta de planificación Wilmar, por sus numerosas funcionalidades para hacer este tipo de análisis, desarrollada en el ámbito del proyecto de investigación Wilmar (Wind Power Integration in Liberalised Electricity Markets WILMAR [11]) que fue financiado por el quinto programa marco de la Comisión Europea. El proyecto comenzó en noviembre de 2002 y duró 36 meses. La tarea principal del proyecto era analizar la integración de la energía eólica en un sistema eléctrico liberalizado de gran magnitud que cubría las áreas de Dinamarca, Finlandia, Alemania, Noruega y Suecia.

La herramienta de planificación Wilmar fue programada en GAMS (General Algebraic Modelling System). En la primera fase de desarrollo la herramienta realizaba un unit commitment estocástico lineal. Está compuesta por dos módulos:

- Modelo de un mercado de competencia perfecta, JMM (Joint Market Model), explicado en detalle en Meibom et al. [12]. En esta parte se realiza la casación de la energía generada con la demanda simulando un mercado perfecto, es decir, sin considerar que exista poder de mercado. Para ello las energías son casadas en función de sus costes marginales siguiendo el orden de mérito. Por tanto, se minimizan los costes del sistema eléctrico. Además se implementa el modelado de cinco mercados. Uno diario y otro intradiario para la energía producida. Uno diario para la reserva de respuesta automática (primaria) y otro intradiario para las reservas con un tiempo de activación superior a 5 minutos (secundaria). Por último se incluye un mercado de energía térmica. Los valores marginales que se deducen de las ecuaciones de estos mercados proporcionan el precio marginal o de casación de cada uno de ellos.
- Además se incluye un módulo de generación de escenarios de predicciones estocásticas, STT (Scenario Tree Tool). Este módulo proporciona predicciones para la producción eólica, demanda y reservas. Las series son proporcionadas por un módulo ARMA (Autoregressive-moving-average model) que describe el comportamiento de procesos estacionales estocásticos. Puede encontrarse una explicación en profundidad de su

funcionamiento en Barth et al. [13].

Se ha empleado esta herramienta para analizar los países nórdicos y Alemania. En Barth et al. [14] se explica en detalle su funcionamiento y se presentan las ecuaciones del problema de optimización y su estructura. Se presentan resultados de precios y estructura de la producción en Alemania, Dinamarca, Finlandia y Suecia para 3 escenarios, la capacidad instalada real en el año 2010, y escenarios con un 10% y 20% de producción eólica respecto a la demanda total.

En Meibom et al. [15] se describe el modelado de los mercados de reservas y se estudian los costes de los sistemas a distintos niveles de penetración de energía eólica, usando los mismos escenarios que en el estudio anterior, niveles de 2010, 10% y 20% de producción eólica. Se concluye que al aumentar la penetración eólica disminuyen los costes de operación totales, pero aumentan los de las centrales convencionales, puesto que aumenta su operación a carga parcial y el número de puestas en marcha, y en consecuencia, los costes de operación.

En Meibom et al. [16] se presentan los resultados de un estudio que minimiza el valor esperado de los costes de operación en Alemania y los países nórdicos en 2010. Se implementa además un modelo estocástico para la producción eólica y para la reserva secundaria (tiempos de actuación mayores que 5 minutos). Se dividen los costes de integración en dos, estudiando los que son debidos a la parcial predictibilidad y los ocasionados por la variabilidad. Para ello se define otra hipotética tecnología que sustituye a la energía eólica pero con una producción constante. Para calcular estos costes comparan los resultados de tres modelos, uno estocástico, considerando la producción eólica y los errores de predicción; otro determinista, suponiendo una producción eólica variable pero sin errores de predicción en donde se establece un conocimiento perfecto de la producción; y por último, un modelo determinista sin variabilidad, de manera que se supone una producción constante y no se consideran errores de predicción. A partir de estas implementaciones se estudian los costes de la parcial predictibilidad y de variabilidad de la energía eólica, mediante la comparación de los resultados obtenidos. Se tienen en consideración distintas regiones así como sus interconexiones. Se concluye que los costes de integración son menores en sistemas dominados por hidráulica flexible y que aumentan en los países con producción eólica constante con países vecinos con altas capacidades de energía eólica.

En Brand et al. [17] se presenta en detalle el funcionamiento del módulo ARMA para las predicciones de la producción eólica, demanda y reservas. Se presentan resultados para semanas tipo en distintas regiones de Alemania en el año 2020, teniendo en cuenta las capacidades de transmisión entre las regiones. En el estudio se evalúan los precios del mercado, la composición de la generación y los costes del sistema. Los costes de operación se calculan con y sin energía eólica, y además se incrementa la capacidad de transmisión entre las regiones.

Además la herramienta Wilmar ha sido posteriormente empleada para analizar la integración de renovables en un sistema insular, Irlanda. En este caso se implementó un modelo de unit commitment lineal entero mixto estocástico. Son ejemplo de ello las publicaciones que siguen.

En Troy et al. [18] se modelan la demanda, el viento y la demanda de reserva primaria con el STT. Se evalúa cómo influye la inclusión de los costes de encendido en los resultados del unit commitment. Además se realiza un análisis de sensibilidad de la influencia de las interconexiones y el bombeo. En el estudio se evalúa el número de conexiones de las unidades, el factor de capacidad, el factor de utilización, las horas en las que se incurre en rampas severas³ (sin incluir en estos casos ni las puestas en marcha ni las paradas de las unidades) y las horas de funcionamiento para centrales de carbón y ciclo combinado tipo considerando distintos escenarios de capacidad eólica instalada.

³Definida en este artículo como un cambio en la potencia de salida de más de la mitad de la diferencia entre la potencia mínima y máxima de la unidad en una hora.

En Gubina et al. [19] se describe un modelo implementado en el operador del sistema irlandés, República de Irlanda e Irlanda del norte, para calcular las reservas con predicciones estocásticas de viento y demanda que incluye las paradas forzadas de las centrales. El modelo incluye un modelado de mercados diarios e intradiarios y optimiza la provisión de las reservas.

En el modelo de Meibom et al. [20] se estudian cinco escenarios con distintos niveles de penetración eólica y diversa composición de las carteras de centrales convencionales. El modelo incluye una planificación recursiva que tiene en cuenta la actualización de las predicciones así como las paradas forzadas de las centrales. Se han estudiado los impactos operacionales de altas penetraciones de energías renovables, incluyendo en los resultados análisis de fiabilidad, previsión de las reservas y estructura de la generación en cada escenario. Estos resultados están ampliados en el estudio “All Island Grid Study” (Meibom et al. [21]).

Siguiendo la línea presentada en este estudio se han realizado trabajos como el desarrollado por Tuohy et al. [22, 23] en el que se presentan las ventajas de realizar un “unit commitment” estocástico frente a uno determinista. También se evalúa el impacto de modelar la incertidumbre con distintas escalas temporales, es decir, actualizando las predicciones más a menudo. Se aplica al mix energético en Irlanda en 2020, en concreto al escenario P5 del estudio “All Island Grid Study” (Meibom et al. [21]). Las conclusiones del trabajo señalan las diferencias en los resultados de la programación horaria al aplicar una aproximación estocástica frente a una determinista, y las comparan con el caso en el que se aplicase una predicción perfecta de la producción eólica y la demanda. Como conclusiones del estudio se afirma que las centrales de punta y las de gas con orden de mérito media se incluyen en la programación con más frecuencia en el caso estocástico que en el que se considera predicción perfecta. El número de arranques aumenta cuando se aplica un método estocástico con respecto a los casos en los que se emplean predicciones perfectas, incrementándose para las centrales de punta y de costes medios.

1.5.1 Estructura de la herramienta de planificación Wilmar

La herramienta Wilmar está compuesta por varios módulos: STT y JMM, y por distintas bases de datos que contienen la información correspondiente a las variables del sistema eléctrico necesarias para obtener los resultados de la programación horaria.

Estas bases de datos están descritas en detalle en Kiviluoma & Meibom [24]:

- Input database (Input DB). Contiene todos los datos de entrada necesarios para el JMM. Esta base de datos genera los archivos de entrada del JMM. Incluye datos del parque de generación convencional, series de generación renovables, capacidad instalada, interconexiones, provisión de reservas, ámbito geográfico del modelo, externalidades consideradas, precios de combustibles, entre otras.
- Output database (Output DB). Tras realizar la optimización en el JMM los resultados son cargados en esta base de datos que generará distintas tablas para analizar los resultados de producción, valores marginales de las variables, precios de los mercados, violación de las restricciones del modelo, provisión de las reservas y contenido de los embalses en cada hora, entre otras.

En resumen, el funcionamiento de la herramienta Wilmar comienza con la generación de los escenarios de predicciones en el módulo del STT. Estas series generadas por el STT se incluirán en la Input DB. Además de estos datos, se incluirán las características del sistema eléctrico, las series de producción renovable e históricas de producción hidráulica; se definirá el intervalo temporal de la simulación, así como el ámbito geográfico del modelo. Una vez que el modelo del sistema eléctrico esté completamente definido, la Input DB generará los ficheros

de entrada para la simulación en GAMS. Tras eso, se procederá a ejecutar el módulo del JMM que proporcionará los resultados. Posteriormente, se importarán los archivos de salida del JMM en la Output DB donde se procederá a analizar los resultados de la simulación.

1.5.2 Implementación de la programación horaria en Wilmar

Para determinar la programación horaria del problema considerado se ha empleado la función objetivo planteada en la ecuación (1). En esta ecuación se ha efectuado una simplificación puesto que tan sólo se ha considerado el sistema peninsular español, que se ha modelado como una región única, y, por tanto, no se han tenido en cuenta los costes y restricciones de transmisión entre distintas regiones, definidas en la ecuación (10). En el problema no se han considerado las paradas programadas ni forzadas de las centrales.

La función objetivo minimiza los costes del sistema eléctrico. Dentro de esta función se han incluido además algunas variables de holgura y de las que se hará uso en el caso de que el sistema no sea factible. Estas variables sirven, por ejemplo, para detectar cuáles serían los problemas que debería resolver el parque de generación. En el caso de las rampas, se añade una variable de holgura V^{ramp} , que nos permitiría cuantificar la necesidad de ampliar la capacidad de aumento o disminución de potencia para una planta en el caso de que fuese necesario. Por tanto, su uso nos indicaría la necesidad de unidades más flexibles en el parque de generación. Estas variables de holgura se añaden a las restricciones de manera que ante un problema infactible, obtenemos una factibilidad artificial al incurrir en su uso. Por otro lado, se añaden estas variables a la función objetivo multiplicadas por una penalización muy elevada (300.000€) para que no se haga uso de ellas a no ser que sea imprescindible. Estas variables de holgura se utilizan en las ecuaciones del mercado diario, intradiario, reservas, rampas y tiempos mínimos de operación.

Otra de las simplificaciones que se han llevado a cabo en la resolución del problema ha sido la consideración de un único escenario de producción de energía renovable. Es decir, no se han tenido en cuenta los errores de predicción, y por tanto, nos encontramos ante un problema en el que suponemos un conocimiento perfecto de la producción de antemano. Esta aproximación implicará una estimación a la baja de los costes de las reservas del sistema puesto que la incertidumbre en la producción futura hace necesario aumentar la energía de la reserva ante la posibilidad de que existan errores en la predicción. No obstante, se tendrán en cuenta los costes por el cambio en el modo de operación de las centrales convencionales, que funcionarán más frecuentemente a carga parcial, y que experimentarán un mayor número de apagados y encendidos, con lo que se evaluarán los efectos de la variabilidad de la energía eólica en un escenario con alta penetración. En Tuohy et al. [22] se realizó un análisis de la diferencia en los costes de operación entre un sistema estocástico y otro con predicción perfecta, y se concluyó que en el unit commitment estocástico los costes son entre un 1,5 y 0,8% superiores a los del caso con predicción perfecta. Por tanto, los resultados obtenidos supondrán un límite inferior de los costes del sistema.

Además de la función objetivo deben plantearse las ecuaciones correspondientes a los distintos mercados. En el caso que nos ocupa tan sólo se ha tenido en cuenta el mercado diario, puesto que no se ha trabajado con predicciones, y por tanto, no están consideradas las actualizaciones de la programación en los mercados intradiarios. La ecuación (2) representa la casación del mercado diario. En ella debe cumplirse el equilibrio entre la demanda y la energía generada, y, por tanto, las unidades producirán en función de su orden de mérito, es decir, en primer lugar serán casadas las que menores costes marginales tengan. Como resultado del problema de optimización se proporcionará la energía suministrada por cada unidad. Además el valor marginal del resultado de esta ecuación indica los precios de casación del mercado diario.

Puesto que la cantidad de energía eólica casada en el mercado diario es una variable de decisión, existen situaciones en las que por restricciones térmicas de funcionamiento de las centrales convencionales, entre otras causas, parte de la energía disponible no podrá ser integrada en la red. Esta energía no utilizada se denomina energía eólica vertida, y está formulada en la ecuación (11), donde se limita que su valor máximo no puede ser superior a la producción eólica disponible.

$$P_{r,t}^{Windshed} \leq P_{r,t}^{Wind} \quad (11)$$

$$\forall r \in R, \forall t \in T$$

El modelo utilizado en este caso es lineal y no entero. Es decir, no se considera el estado de las unidades, conectadas o desconectadas, como una variable del problema. Para simular su estado se hace uso de una variable adicional, la capacidad online, $P_{i,s,t}^{online}$ que es empleada para calcular los costes de puesta en marcha, las restricciones de potencia mínima, la potencia máxima y los mínimos tiempos de operación y desconexión en un modelo de programación lineal. Se ha optado por esta aproximación por la dificultad de hacer factible un modelo a escala nacional.

Por tanto hay que definir la capacidad de arranque en la ecuación (12).

$$P_{i,s,t}^{Startup} \geq P_{i,s,t}^{online} - P_{i,s,t-1}^{online} \quad (12)$$

$$\forall i \in I^{online}, \forall s \in S, \forall t \in T$$

Las restricciones de rampa quedarían en función de la capacidad online en la ecuación (13).

$$P_{i,s,t} - P_{i,s,t-1} \leq P_{i,s,t}^{online} Ramp_{rate} \quad (13)$$

$$\forall i \in I^{ramp}, s \in S, t \in T$$

Además, es necesario definir las ecuaciones hidráulicas del modelo, en el que se consideran todas las centrales hidráulicas de manera agregada, considerando por separado las centrales fluyentes y no fluyentes a la hora de realizar dicha agregación. En el caso de las centrales no fluyentes se establece la ecuación (14) donde se limita la capacidad hidráulica máxima.

$$V_{i,s,t}^{hydro} \leq \sum_i v_i^{Hydromax} \quad (14)$$

$$\forall i \in I^{Hydro}, s \in S, t \in T$$

De manera análoga en la ecuación (15) se establece el nivel mínimo de los embalses.

$$V_{i,s,t}^{hydro} \geq \sum_i v_i^{Hydromin} \quad (15)$$

$$\forall i \in I^{Hydro}, s \in S, t \in T$$

La energía almacenada en los embalses en una hora se calcula en la ecuación (16) en función del nivel de embalsado en la hora anterior, y la producción y las aportaciones, $j_{i,t}^{inflow}$, en esa hora.

$$V_{i,s,t}^{hydro} = V_{i,s,t-1}^{hydro} - P_{i,s,t} + j_{i,t}^{inflow} \quad (16)$$

$$\forall i \in I^{Hydro}, s \in S, t \in T$$

Adicionalmente las producciones hidráulicas deben ser menores que la capacidad instalada, incluyendo las centrales fluyentes y no fluyentes, como se establece en la ecuación (17).

$$\sum_{i \in I^{hydro}} P_{i,s,t} + j_{i,t}^{run-of-river} \leq \sum_{i \in I^{hydro}} p_i^{maxprod} + \sum_{i \in I^{run-of-river}} p_i^{maxprod} \quad (17)$$

$$\forall i \in I^{hydro}, i \in I^{fluyente}, s \in S, t \in T$$

Por otro lado, deben definirse las ecuaciones del almacenamiento eléctrico, que en el sistema español se limitan a centrales de bombeo. En primer lugar se define la ecuación dinámica del almacenamiento, ecuación (18), que incluye las pérdidas por almacenamiento.

$$V_{i,s,t}^{pump} = \sum_s V_{i,s,t-1}^{pump} + Loss_{carga} W_{i,s,t} - P_{i,s,t} \quad (18)$$

$$\forall i \in I^{pump}, s \in S, t \in T$$

En la ecuación (19) se limita la capacidad máxima del proceso de carga del bombeo.

$$W_{i,s,t} \leq w_i^{MAX} \quad (19)$$

$$\forall i \in I^{pump}, s \in S, t \in T$$

La ecuación (20) limita la capacidad máxima del almacenamiento dedicado a bombeo.

$$V_{i,s,t}^{pump} \leq v_i^{str,max} \quad (20)$$

$$\forall i \in I^{pump}, s \in S, t \in T$$

Los tiempos mínimos de operación de las unidades se definen en función de la capacidad online en la ecuación (21).

$$P_{i,s,t-1}^{online} - P_{i,s,t}^{online} \leq P_{i,s,\tau}^{online} \quad (21)$$

$$\forall \tau \text{ s.a.}$$

$$t - t_i^{min-op} \leq \tau \leq t - 1, \forall i \in I^{Elec}, s \in S$$

$$\forall t \in [t_i^{min-op}, ..., T^{opt_period}]$$

Los tiempos mínimos de parada de las unidades se fijan en la ecuación (22) en función de la capacidad online.

$$P_{i,s,t-1}^{online} - P_{i,s,t}^{online} \leq P_{i,s,\tau}^{online} - P_{i,s,t-1}^{online} \quad (22)$$

$$\forall \tau \text{ s.a.}$$

$$t - t_i^{min-op} \leq \tau \leq t - 1,$$

$$\forall i \in I^{Elec}, s \in S, \forall t \in [t_i^{min-op}, ..., T^{opt_period}]$$

2 Modelado de las energías renovables

En esta sección se describen los distintos modelos empleados para estimar la producción de energías renovables en los casos de estudio.

En el caso de la termoeléctrica se ha desarrollado un modelado del funcionamiento físico para obtener sus series horarias de producción a partir de los datos de radiaciones y de las instalaciones, potencia instalada, área de captación solar y capacidad del almacenamiento.

En las otras tecnologías renovables se han determinado las series de producción a partir de datos históricos. En todos los casos se han obtenido series normalizadas que conservan la variabilidad característica de cada una de ellas. Posteriormente, en función del escenario simulado, se multiplicarán estos valores por la producción anual estimada.

2.1 Modelado de la tecnología solar termoeléctrica

2.1.1 Introducción

En esta sección se describe el modelo desarrollado para la tecnología solar termoeléctrica. En la literatura pueden encontrarse distintos modelos para este tipo de tecnología. Montes et al. [25] realiza una optimización económica del múltiplo solar de plantas termoeléctricas sin usar hibridación ni almacenamiento térmico.

La tecnología termoeléctrica o energía solar de concentración (CSP, por sus siglas en inglés, Concentrated Solar Power) usa lentes y espejos para concentrar la energía de la radiación solar y, posteriormente, utilizar el calor producido para turbinar un fluido de trabajo y generar energía eléctrica.

En las centrales de producción de energía eléctrica se utilizan tecnologías de alta y media temperatura, en función de las temperaturas alcanzadas por el fluido caloportador. Actualmente, existen distintos tipos de tecnologías de alta temperatura que se diferencian en el tipo de óptica empleada, es decir, el tipo de lentes, y en el fluido caloportador empleado. Podemos clasificarlas en:

- Canales cilindro parabólicos. Está compuesta por colectores parabólicos que reflejan la luz dirigiéndola a concentradores situados en la línea focal de los espejos. Estos receptores están rellenos de un fluido de trabajo (habitualmente sales fundidas), que puede ser calentado hasta 500°C. Los colectores tienen un sistema de seguimiento solar, de manera que se mueven siguiendo la radiación solar. Actualmente, es la tecnología más empleada.
- Reflectores lineales Fresnel. Consta de lentes Fresnel, que dirigen el calor hacia una tubería que está situada en el centro. La tubería contiene aceite, que será empleado para producir vapor. Después, el vapor obtenido generará electricidad, a través de una turbina.
- Discos parabólicos con motor Stirling. Está compuesto por colectores parabólicos que calientan un fluido, que posteriormente alimentará un motor Stirling. Esta tecnología alcanza los valores de rendimiento más altos para CSP.
- Centrales de torre con helióstatos. Consta de hileras de helióstatos que dirigen la luz reflejada hacia una torre. Dentro de ésta, hay un fluido de trabajo, generalmente agua o sales minerales, que será calentado hasta 500 - 1.000 °C. Este fluido puede ser utilizado, o bien, para alimentar un generador, o bien, para calentar un sistema de almacenamiento térmico.

Para desarrollar el modelo, en este trabajo se han considerado las características físicas de la tecnología **cilindro parabólica**, puesto que es la más extendida en el sistema eléctrico español. Aunque las otras tecnologías mencionadas también son utilizadas, su baja implantación no justifica su modelado en detalle, por lo que se ha desarrollado un modelo cilindro parabólico simplificado, teniendo en cuenta algunas aproximaciones para obtener la energía producida por esta tecnología en el año de estudio.

Para la obtención de las series de producción se ha tomado como base el modelo físico y de operación de la planta desarrollado por Wagner & Gilman [26].

El objetivo del modelo es diseñar una representación aproximada de la tecnología termoeléctrica que, a partir de las radiaciones solares, ubicación de las plantas, potencia instalada y la capacidad de almacenamiento, proporcione las series horarias de energía producida y la energía disponible en el almacenamiento. Estos datos serán posteriormente integrados en Wilmar para realizar la programación horaria de la generación.

Para explicar el método empleado, la planta termoeléctrica ha sido dividida en distintas partes que se detallan a continuación.

Campo solar. Está compuesto por una serie de colectores solares ensamblados que recogen la radiación solar y la reflejan, con el objeto de concentrarla en los receptores que contienen el fluido caloportador. Por tanto, el campo solar convierte la energía solar⁴ en térmica.

El modelado termodinámico a través de ecuaciones diferenciales de transferencia de calor queda fuera del alcance de este trabajo. En su lugar, se han calculado los rendimientos de cada una de las partes del modelo con el objeto de hacerlo más sencillo y manejable, puesto que esta aproximación es suficiente para el objetivo de simular las series de producción de la tecnología CSP. Los parámetros de rendimiento en la conversión de energía, así como el dimensionado, que se explicarán en el siguiente apartado, han sido obtenidos del modelo físico de NREL [27], usando como base los resultados de las simulaciones de una planta de 50 MWe ubicada en Andalucía. Por tanto, en lugar de considerar las ecuaciones de flujo másico, se han empleado los resultados de las simulaciones de este modelo, deduciendo el rendimiento de la conversión de energía solar en térmica a partir de ellos.

Ensamblaje de los colectores y óptica. El colector es el dispositivo del campo solar que se encarga de reflejar la radiación solar y dirigirla al receptor. Para determinar el flujo solar en el receptor, será necesario tener en cuenta las pérdidas ópticas constantes y variables.

La radiación total recibida por el campo solar [W] puede ser determinada mediante la fórmula:

$$Q_{SF} = DNI A_{SF} \cos(\theta) \quad (23)$$

donde DNI es la irradiancia directa normal (W/m^2) recibida; A_{SF} es el área equivalente de apertura de los colectores, es decir, el área total de reflexión; y θ es el ángulo de incidencia, o el ángulo formado entre la normal al plano de apertura y la radiación solar.

El ángulo de incidencia depende de la posición solar y del seguimiento del sol de los colectores. Generalmente, los colectores hacen un seguimiento de un sólo eje. Lo más habitual es que su eje esté orientado en dirección N-S, con seguimiento E-W. La ventaja de este seguimiento es que se reducen los efectos de las sombras en los casos en los que se emplee más de un colector (Kalogirou [28]).

Antes de determinar el ángulo de incidencia, deben definirse algunos parámetros geométricos solares. En primer lugar debe determinarse la hora solar t_s en función de la hora h , definida por:

$$t_s = h + \frac{desvio_{long}}{15} + \frac{EOT}{60}, \quad (24)$$

donde $desvio_{long}$ representa el desvío existente entre la longitud estándar utilizada para fijar la hora, y la longitud real de la ubicación; y EOT es la ecuación del tiempo. Podemos definir las como:

⁴Los colectores recogen sólo la irradiancia normal directa.

$$EOT = 9.2 [0.000075 + 0.001868 \cos(B) - 0.032077 \sin(B) - 0.014615 \cos(2B) - 0.04089 \sin(2B)] \quad (25)$$

$$desvio_{long} = -15 - long \quad (26)$$

$$B = (dia - 1) \frac{360}{365}, \quad (27)$$

donde $long$ es la longitud de la ubicación.

La hora solar debe convertirse en un ángulo horario (ω_h):

$$\omega_h = (t_s - 12)15; \quad (28)$$

El ángulo de declinación, δ , debido al efecto de la inclinación del eje de la Tierra, puede determinarse a partir de:

$$\delta = 23.45 \sin\left(360 \frac{284 + dia}{365}\right) \quad (29)$$

Finalmente, es necesario definir el azimut solar, γ_s , y la elevación solar, θ_e , que dependen de la latitud de la ubicación, $latit$:

$$\theta_e = \sin^{-1}[\sin(\delta) \sin(latit) + \cos(latit) \cos(\delta) \cos(\omega_h)] \quad (30)$$

$$\theta_z = 90 - \theta_e \quad (31)$$

$$\gamma_s = \text{signo}(\omega_h) \left| \cos^{-1} \left(\frac{\cos(\theta_z) \sin(latit) - \sin(\delta)}{\sin(\theta_z) \cos(latit)} \right) \right| \quad (32)$$

Además hay que tener en cuenta el ángulo de seguimiento del colector, que tendrá a su vez un ángulo de azimut, γ_{col} , y un ángulo de inclinación, θ_{col} , de manera que la expresión de $\cos(\theta)$ en cada hora se determina en la ecuación:

$$\cos(\theta) = \sqrt{1 - [\cos(\theta_e - \theta_{col}) - \cos(\theta_{col}) \cos(\theta_e)(1 - \cos(\gamma_s - \gamma_{col}))]^2} \quad (33)$$

En este caso, como se ha supuesto orientación del eje N-S, y seguimiento E-W, los ángulos del colector debidos al seguimiento serán, $\theta_{col}=0^\circ$ y $\gamma_{col}=0^\circ$.

Pérdidas en el colector. Una vez que se ha determinado la energía solar recibida por los colectores teniendo en cuenta los ángulos solares, es necesario calcular la energía efectiva que el colector transmite al receptor. Para ello hay que tener en cuenta las pérdidas térmicas que tienen lugar en el campo solar, y que se enumeran a continuación:

- **Desenfoque del colector.** Es posible que en determinados momentos la energía térmica producida por el campo solar exceda a la que puede ser absorbida por el ciclo de generación y la que puede almacenarse. Para evitar el sobrecalentamiento del fluido caloportador, y evitar una situación peligrosa, los colectores son desenfocados.
- **Protección contra heladas.** El fluido caloportador no puede alcanzar una temperatura límite inferior. Para evitar esto, en aquellos casos en los que se alcanza una temperatura mínima se empleará una caldera auxiliar para calentar el fluido.
- **Efectos transitorios.** La presencia de nubes y los cambios en la temperatura exterior hace que los sistemas termoelectrónicos estén sujetos a fluctuaciones en la energía recibida. Puesto que el tiempo de simulación considerado es muy alto, una hora, deben considerarse estas pérdidas descontando una energía de transición.

- **Pérdidas ópticas.** Implican las pérdidas debidas al seguimiento, defectos en la geometría, suciedad del colector, sombras del colector adyacente durante el amanecer y el atardecer, entre otras.

Receptores. El receptor puede ser modelado mediante un modelo de transferencia de calor. En este caso, por simplicidad, tan sólo se ha tenido en cuenta el rendimiento de la conversión de energía del campo solar.

Calentamiento del campo solar. Cuando comienza a salir el sol, parte de la energía recibida ha de ser empleada en el calentamiento del fluido caloportador. Debe tenerse en cuenta que antes de ese momento el fluido no ha recibido energía solar durante varias horas, por lo que es necesaria una energía adicional para que el fluido llegue a la temperatura de trabajo. Esta energía dependerá tanto de la temperatura externa durante la noche como del número de horas nocturnas. Puesto que este cálculo no es trivial se ha realizado una simplificación para obtener la energía de calentamiento del campo solar a partir del modelo experimental, deduciéndola de la cantidad de energía recibida por el campo solar a lo largo de todo el día aplicando una modelización no lineal que puede encontrarse explicada en Usaola [29].

Modelo de canalizaciones. Las pérdidas más elevadas en una central termoeléctrica son las debidas al bombeo del fluido caloportador.

Por tanto la energía térmica disponible en el fluido caloportador tendrá en cuenta las pérdidas y el calentamiento del campo solar y puede formularse:

$$Q_{HTF} = DNI A_{SF} \cos(\theta) \eta_{col} - Q_{warm_sf} \quad (34)$$

donde η_{col} es el rendimiento de captación de energía térmica del colector, que incluye tanto las pérdidas ópticas como otras y Q_{warm_sf} es la energía necesaria para el calentamiento del campo solar.

Ciclo de generación. En el módulo del ciclo de generación la energía térmica es convertida en energía mecánica o eléctrica. Este módulo contiene todo el equipamiento necesario para esta tarea.

En las instalaciones a gran escala, se utiliza un ciclo de vapor Rankine para la generación de electricidad. Los ciclos Rankine están ampliamente utilizados para sistemas de generación a gran escala en centrales nucleares, de biomasa o que emplean combustibles fósiles. Mientras estas centrales trabajan en un estrecho margen respecto al punto de diseño, las centrales termoeléctricas suelen hacerlo en condiciones de operación muy variadas, puesto que dependen de la disponibilidad del recurso solar, de la capacidad del almacenamiento y de las condiciones ambientales, lo que hace que la energía térmica disponible sea muy variable.

Por todo lo anterior, el rendimiento global del ciclo de generación no es un parámetro constante y depende de las condiciones de funcionamiento, de tal manera que una fuente de calor a mayor temperatura o un sumidero más frío pueden incrementar el rendimiento del ciclo Rankine. En consecuencia, puesto que el aire del exterior es utilizado en el sistema de refrigeración, el rendimiento del ciclo dependerá de esta temperatura.

Modos de operación del ciclo de generación. Las características de la generación termoeléctrica, como la variación horaria de la disponibilidad e intensidad de la fuente de calor (irradiancia solar), repercuten en los modos de funcionamiento del ciclo de generación que pueden clasificarse en:

- **Operación normal.** La turbina trabaja dentro de las condiciones de diseño, es decir, a una potencia que varía entre la mínima y la nominal.
- **Parada y puesta en marcha en frío.** Cuando la turbina se apaga completamente es necesaria una energía adicional (“start-up”) para empezar a funcionar.
- **Operación en modo espera.** Transitoriamente puede disminuir la energía recibida por la turbina y no alcanzar el valor mínimo necesario para seguir en funcionamiento. En aquellos casos en los que se prevé un aumento de la energía solar recibida en las siguientes horas es posible hacer uso del modo de espera. En él la turbina no se apagará completamente sino que estará en espera hasta que haya recurso solar disponible en las siguientes horas. Este modo sólo podrá utilizarse durante un número limitado de horas, y la turbina estará consumiendo la energía necesaria para no apagar el ciclo.

Rendimiento del ciclo de generación. El rendimiento de la turbina del ciclo combinado es variable y depende del nivel de carga en cada momento.

Se ha deducido el valor del rendimiento partiendo de los resultados del modelo físico de SAM (NREL [27]) utilizando los datos del rendimiento de la turbina, la potencia proporcionada a la salida de la turbina y la potencia térmica disponible a la entrada. Con estos datos se ha aproximado el valor del rendimiento de la turbina mediante una interpolación, tal y como se aprecia en la figura 1. Puesto que a la hora de implementar el modelo no se dispone, a priori, de los valores de potencia producida sino de la potencia disponible a la entrada de la turbina, éste ha sido el valor utilizado para obtener el valor del rendimiento en cada caso a partir de la curva de interpolación. Los valores en el eje de abscisas corresponden a la potencia térmica disponible a la entrada de la turbina que oscilan entre la energía térmica mínima de trabajo de la turbina, *cut – off*, y la potencia térmica máxima, que se corresponde con el valor de la potencia eléctrica máxima de trabajo. Este último punto determinará el rendimiento máximo en la turbina. Esta relación puede aproximarse a un polinomio de cuarto grado tal y como aparece en la figura 1.

Para valorar la validez de la aproximación se ha representado el error cometido con esta aproximación en los datos observados, en la figura 2. Este error se define como la diferencia entre el valor estimado de potencia eléctrica a la salida de la turbina (empleando la ecuación de aproximación) y el valor observado en el modelo físico de SAM.

Almacenamiento térmico (TES). Algunas plantas termoelectricas disponen de un sistema de almacenamiento térmico (TES por sus siglas en inglés, Thermal Energy Storage) que les permite guardar energía, generalmente, en los momentos en los que existe una gran disponibilidad de recurso solar. Posteriormente, esta energía térmica puede ser utilizada para incrementar la producción de energía eléctrica en aquellos periodos con escasez de recurso solar, o bien, desplazar la generación a los picos de demanda eléctrica. Por tanto, en las plantas con almacenamiento sería posible una programación del despacho de electricidad. Usaola [30] propone una optimización del uso del almacenamiento en función de los precios del mercado diario.

Existen distintas tecnologías empleadas para el almacenamiento que han sido descritas por Gil et al. [31]. Pueden encontrarse una compilación de centrales operativas con distintos tipos de almacenamiento en el trabajo realizado por Medrano et al. [32].

Dimensionado del TES. Generalmente, la capacidad del almacenamiento de las plantas termoelectricas se define por el número de horas en las que el TES puede suministrar suficiente energía al ciclo de generación para que trabaje a plena carga en su punto de diseño. En la

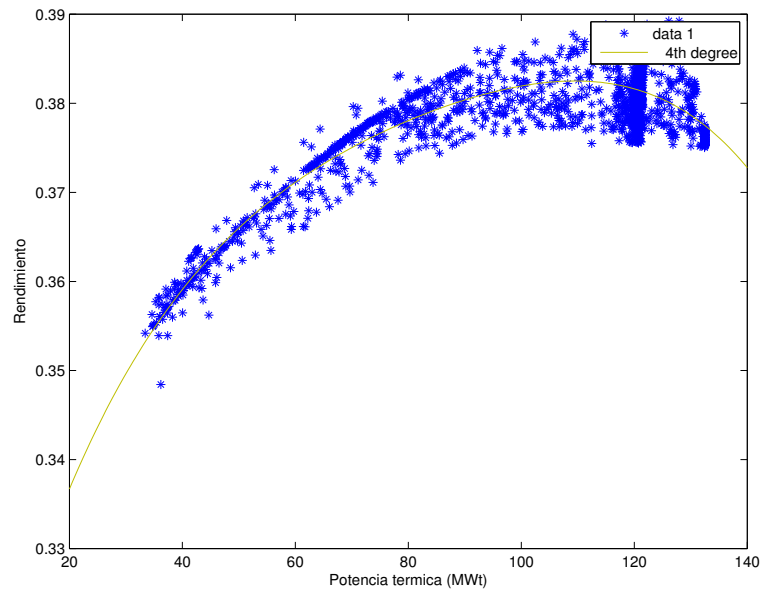


Figura 1: Rendimiento de la turbina en función de la energía disponible.

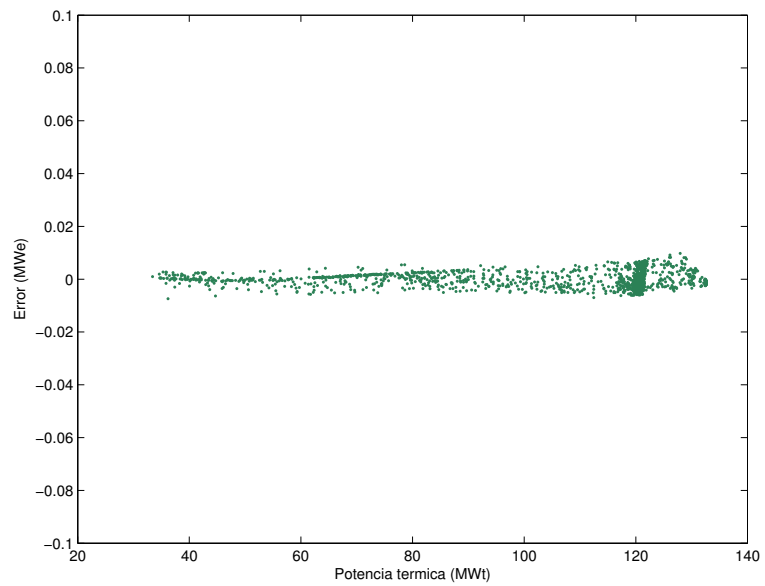


Figura 2: Errores de la aproximación en el cálculo del rendimiento de la turbina (MWe).

práctica, este número de horas es algo menor de lo especificado, puesto que no tiene en cuenta las pérdidas térmicas del almacenamiento en el cálculo de la capacidad.

La capacidad térmica del TES, E_{str} , puede ser definida en términos energéticos como la energía a la entrada de la turbina en condiciones normales de funcionamiento multiplicada por las horas de almacenamiento, tal y como se expresa en:

$$E_{str} = \frac{\dot{W}_{des} t_{str}}{\eta_{cycle,des}} \quad (35)$$

donde, \dot{W}_{des} , es la potencia eléctrica generada en la turbina, $\eta_{cycle,des}$ es el rendimiento en condiciones de diseño y t_{str} las horas de almacenamiento.

Pérdidas parásitas. El almacenamiento térmico tiene asociadas unas pérdidas que han sido incluidas en el modelo.

Control de la central. En el sistema de control de las centrales termoeléctricas se planifica la producción de la central en función de las predicciones de irradiancia.

2.1.2 Modelo producción termoeléctrica.

A continuación se presentan los resultados del modelo realizado para las centrales termoeléctricas.

Radiaciones. Los datos de DNI han sido tomados de la base de datos suministrada por NREL [27], excepto en el caso de Cádiz, en donde se han utilizado los datos de Satel-Light [33], ya que los primeros eran incorrectos. En este último caso, se ha partido de las mediciones cada media hora de los años 1996 a 2000, ambos incluidos. A partir de ellos se ha obtenido la media horaria de estos años.

Una vez obtenidos estos datos se han normalizado las series temporales mensualmente, y se han multiplicado por las mediciones de NASA [34] de las medias mensuales de irradiancia de los últimos 22 años.

Centrales termoeléctricas. Las centrales consideradas en este estudio están recogidas en la tabla 4. Para obtener los resultados de producción han sido agrupadas por provincia para tener en cuenta los distintos niveles de irradiancia solar a lo largo de la península. Al seleccionar las instalaciones actuales y proyectadas en Protermosolar [35] se considera que la potencia instalada futura tendrá aproximadamente la misma distribución espacial, potenciándose las instalaciones con mayor recurso solar.

Nombre	Provincia	Tecnología	Potencia (MW)	Almacenamiento (horas)	Área captación solar (m^2)
PS10	Sevilla	TVS	10	1	75.000
Andasol-1	Granada	CCP	50	7,5	510.120
PS20	Sevilla	TVS	20	1	150.000
Puerto Errado I	Murcia	Fresnel	1,4	0,5	18.000
Andasol-2	Granada	CCP	50	7,5	510.120
Ibersol	Ciudad Real	CCP	50	n/a	290.000
La Risca	Badajoz	CCP	50	n/a	390.000
Extresol-1	Badajoz	CCP	50	7,5	510.120
Extresol-2	Badajoz	CCP	50	7,5	510.120
Solnova 1	Sevilla	CCP	50	n/a	350.000
Solnova 3	Sevilla	CCP	50	n/a	350.000
La Florida	Badajoz	CCP	50	7,5	550.000
Solnova 4	Sevilla	CCP	50	n/a	350.000
Majadas	Cáceres	CCP	50	n/a	380.000
La Dehesa	Badajoz	CCP	50	7,5	550.000
Palma del Río II	Córdoba	CCP	50	n/a	380.000
Manchasol-1	Ciudad Real	CCP	50	7,5	510.120
Casa de los Pinos	Cuenca	DS	1	n/a	5.280
Manchasol-2	Ciudad Real	CCP	50	7,5	510.120
Gemasolar	Sevilla	TS	20	15	304.750
Palma del Río I	Córdoba	CCP	50	n/a	380.000
Lebrija 1	Sevilla	CCP	50	n/a	412.000
Andasol 3	Granada	CCP	50	7,5	512.000
Helioenergy 1	Sevilla	CCP	50	6	500.000
Astexol II	Badajoz	CCP	50	7,5	510.120
Arcosol-50	Cádiz	CCP	50	7,5	510.000
Termosol-50	Cádiz	CCP	50	7,5	510.000
Aste 1A	Ciudad Real	CCP	50	8	510.120
Aste 1B	Ciudad Real	CCP	50	8	510.120

Continúa en la siguiente página

Tabla 4 – Continuación

Nombre	Provincia	Tecnología	Potencia (MW)	Almacenamiento (horas)	Área captación solar (m^2)
Helioenergy 2	Sevilla	CCP	50	6	500.000
Solacor 1	Córdoba	CCP	50	n/a	350.000
Puerto Errado II	Murcia	Fresnel	30	0,5	302.000
Solacor 2	Córdoba	CCP	50	6	500.000
Helios 1	Ciudad Real	CCP	50	7	500.000
Morón	Sevilla	CCP	50	n/a	380.000
Solaben 3	Cáceres	CCP	50	4	500.000
La Africana	Córdoba	CCP	50	7,5	549.360
Guzmán	Córdoba	CCP	50	n/a	310.406
Olivenza 1	Badajoz	CCP	50	n/a	402.000
Orellana	Badajoz	CCP	50	n/a	405.480
Extresol-3	Badajoz	CCP	50	7,5	510.120
Helios 2	Ciudad Real	CCP	50	7	500.000
Solaben 2	Cáceres	CCP	50	n/a	350.000
Borges	Lleida	CCP+HB	22,5	n/a	181.000
Casablanca	Cáceres	CCP	50	7,5	510.120
Enerstar	Alicante	CCP	50	n/a	327.000
Extremasol 1	Badajoz	CCP	50	7,5	497.040
Arenales	Sevilla	CCP	50	7	510.000
Termosol 1	Badajoz	CCP	50	9	523.200
Termosol 2	Badajoz	CCP	50	9	523.200
Puertollano 1	Ciudad Real	DS	8	n/a	44.704
Puertollano 2	Ciudad Real	DS	10	n/a	54.080
Puertollano 3	Ciudad Real	DS	10	n/a	54.080
Puertollano 4	Ciudad Real	DS	10	n/a	54.080
Solaben 1	Cáceres	CCP	50	4	500.000
Cáceres	Cáceres	CCP	50	7,5	550.000
Puertollano 5	Ciudad Real	DS	10	n/a	54.080

Continúa en la siguiente página

Tabla 4 – Continuación

Nombre	Provincia	Tecnología	Potencia (MW)	Almacenamiento (horas)	Área captación solar (m^2)
Puertollano 6	Ciudad Real	DS	10	n/a	54.080
Puertollano 7	Ciudad Real	DS	12,4	n/a	68.768
Solaben 6	Cáceres	CCP	50	n/a	350.000
Alcázar	Ciudad Real	TS	50	20	1.082.640

Tabla 4: Centrales termoelectricas consideradas en el modelo

Características técnicas. Los valores de rendimiento y pérdidas de las centrales se han tomado del modelo de SAM (NREL [27]).

Programación del modelo. El modelado físico está basado en el funcionamiento actual de las centrales termoeléctricas. En él se utilizan las predicciones de irradiancia para programar la producción. Se ha considerado que las plantas utilizarán la energía solar para calentar el campo solar en las primeras horas del día. Si la energía solar no es suficiente se utilizará la caldera auxiliar. En los casos en los que la energía solar sea superior a la necesaria para producir a potencia nominal se almacenará la energía disponible. Cuando exista energía almacenada y el recurso solar disponible no sea suficiente para producir energía a potencia nominal, o no exista recurso solar, se utilizará la energía almacenada disponible. Se han considerado en el modelo:

- Las pérdidas del campo solar tanto ópticas como constantes, y del fluido caloportador.
- La energía de calentamiento del campo solar.
- Las pérdidas en el almacenamiento.
- Un rendimiento variable para la turbina que depende de la energía térmica disponible.
- Un rendimiento de conversión energética de la energía que se obtiene del almacenamiento y que es utilizada para producir electricidad.
- Rendimiento del almacenamiento de energía térmica. Existen pérdidas al almacenar la energía térmica que procede del campo solar.
- Consumos de energía en la planta.

No se ha supuesto en ningún caso una programación de la producción en función de los precios del mercado, sino que se ha simulado el funcionamiento habitual de estas centrales de manera que se maximice la energía producida partiendo del recurso solar disponible. La programación de la producción en función de la curva de demanda se realizará en posteriores trabajos.

Resultados del modelo termoeléctrico. Para obtener la producción peninsular de la tecnología termoeléctrica se han tomado radiaciones de las distintas ubicaciones de las plantas agrupándolas por localidad, es decir, todas las plantas de la misma provincia se han agregado y simulado como si fuesen sólo una en cuanto a potencia, área de captación del campo solar y capacidad de almacenamiento. Posteriormente, para obtener la producción termoeléctrica en el caso base se han utilizado los resultados de la simulación del modelo, normalizándolos y escalándolos según la producción de energía anual establecida en el PANER.

En la tabla 5 se muestran las hipótesis asumidas para las distintas localidades consideradas, así como los resultados obtenidos en la simulación para cada una de ellas y los totales. Los parámetros considerados son el resultado de la agregación de todos los parques por provincia. Para calcular la potencia nominal total se han sumado las de todas las centrales individuales. En el caso de la capacidad de almacenamiento se han obtenido los MWh equivalentes de cada planta y se han agregado para obtener el almacenamiento total de la provincia. Las horas equivalentes y la energía generada han sido resultado de la simulación empleando el modelo propuesto. Las horas equivalentes de funcionamiento se definen como la ratio entre la energía generada y la potencia instalada. Esta ratio da una idea de cuántas horas equivalentes estaría funcionando la planta a la potencia nominal.

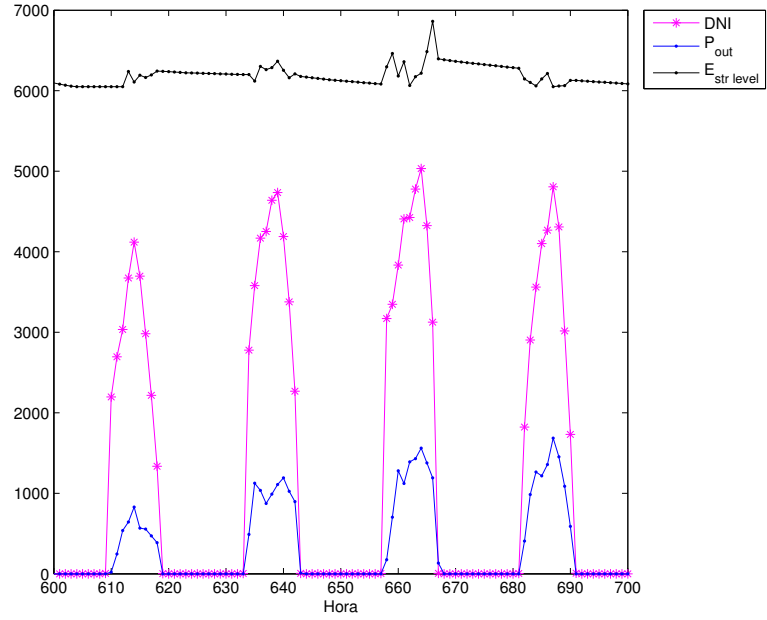
En la figura 3 se representan cuatro días típicos de producción invernales, figura 3(1) y estivales, figura 3(2). El recurso solar disponible está representado en magenta e indica la

Provincia	Potencia (MW)	Capacidad almacenamiento (MWh)	Horas equivalentes	Energía generada (GWh)
Alicante	50,0	0,0	1478,71	96,75
Badajoz	600,0	3525,0	1950,80	1558,96
Cáceres	350,0	1150,0	1612,16	779,90
Cádiz	100,0	750,0	1640,26	233,53
Ciudad Real	470,4	3250,0	2095,19	1295,78
Córdoba	300,0	675,0	1794,87	702,95
Granada	150,0	1125,0	2431,72	457,53
Lleida	22,5	0,0	1499,01	45,79
Murcia	31,4	15,7	1462,02	66,03
Sevilla	450,0	1280,0	2099,54	1187,79
Total	2524,3	11770,7	2545	6426,29

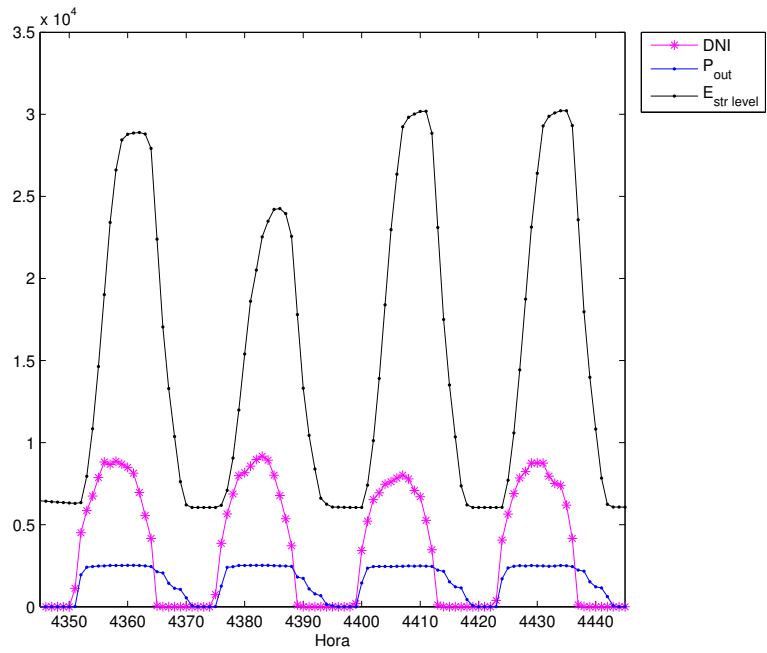
Tabla 5: Resultados anuales del modelado termosolar

suma de la irradiancia normal directa disponible en todas las localidades estudiadas. En negro se ha dibujado la energía disponible en el almacenamiento y en azul la energía producida. Ambas curvas son el resultado de la agregación de la producción y el almacenamiento a escala nacional, y es por ello que la curva de producción a partir del almacenamiento, cuando no existe recurso local disponible, está definida a trazos. Se aprecia que el recurso solar disponible es mucho más abundante en verano que en invierno, por lo que la energía del almacenamiento es empleada para suministrar energía eléctrica tras la puesta de sol. Puede observarse que en el almacenamiento nunca hay una energía disponible por debajo de un nivel mínimo, esto es debido a que el sistema debe evitar la solidificación de las sales del almacenamiento. En el caso de que no exista recurso solar disponible suficiente para ello se hace uso de la caldera auxiliar.

En la figura 4 se muestran las curvas de producción e irradiancia, y, en los casos en los que existe las de almacenamiento, para los emplazamientos simulados. En ellas se representa la energía agregada de cada provincia. Se han seleccionado algunos días característicos de verano e invierno. En las figuras presentadas se puede apreciar las diferencias existentes entre las localidades que poseen o no un sistema de almacenamiento térmico. En el caso de que no se disponga de almacenamiento, tal y como sucede en Alicante, figuras 4(1) y 4(2), la producción eléctrica se limita a las horas en las que existe recurso solar. En las localidades que poseen almacenamiento térmico, se observa que existe producción eléctrica en las horas nocturnas. Esta producción es especialmente importante en verano, puesto que la abundancia de recurso solar permite llenar el sistema de almacenamiento, figura 4(4), para producir durante varias horas en las que no existe disponibilidad de recurso solar, figura 4(3). Las diferencias de irradiancia en las distintas localidades son especialmente acentuadas en los días de invierno, en los que se aprecian algunos días en los que no existe siquiera recurso solar para producir energía eléctrica, figura 4(29).

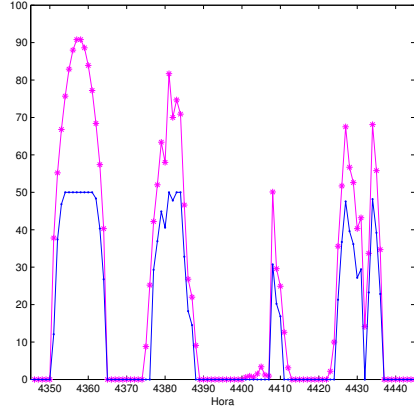


(1) Días invierno

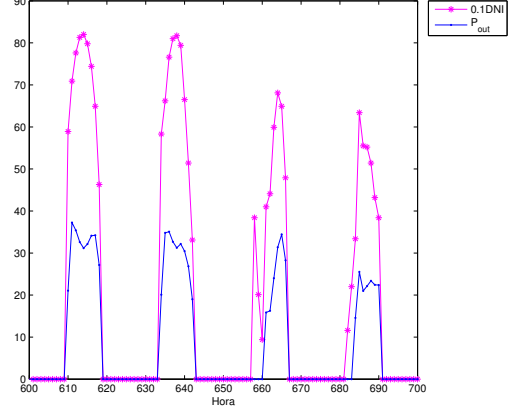


(2) Días verano

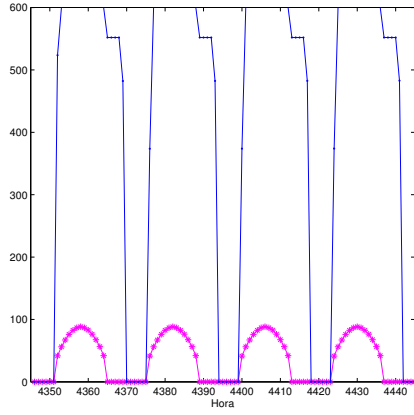
Figura 3: Producción anual (MW), irradiancia(MW/m^2) y almacenamiento termosolar (MWh) de la producción agregada en el sistema peninsular en días tipo.



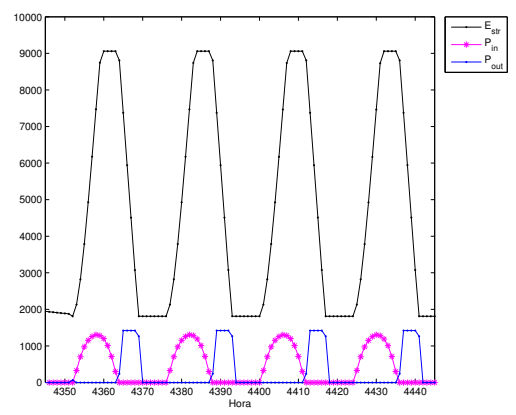
(1) Producción Alicante verano



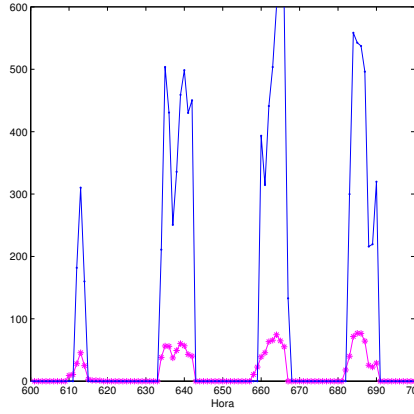
(2) Producción Alicante invierno



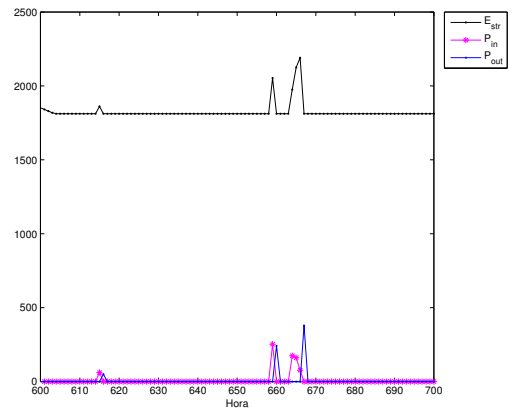
(3) Producción Badajoz verano



(4) Almacenamiento Badajoz verano

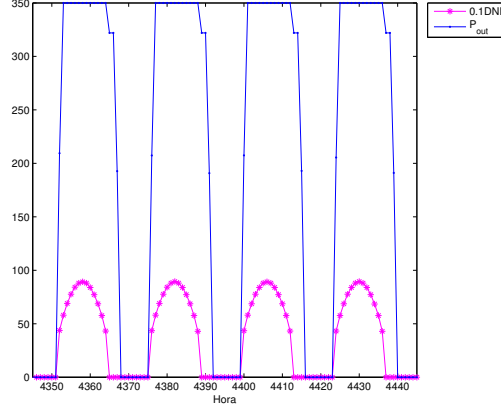


(5) Producción Badajoz invierno

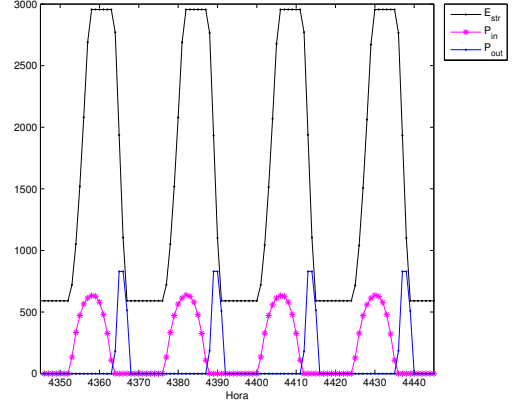


(6) Almacenamiento Badajoz invierno

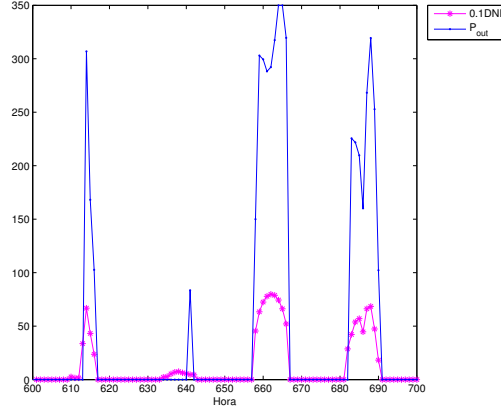
Figura 4: Producción y almacenamiento CSP en distintas localizaciones



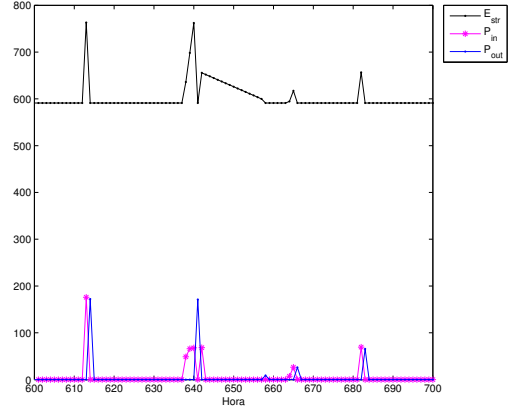
(7) Producción Cáceres verano



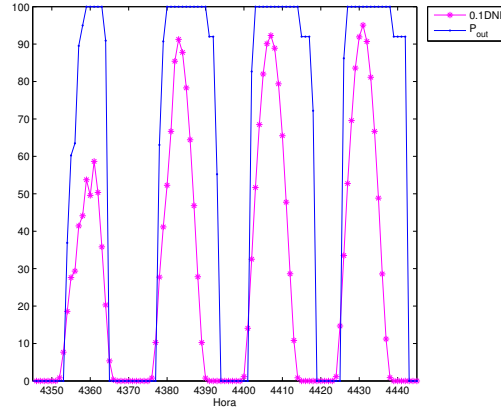
(8) Almacenamiento Cáceres verano



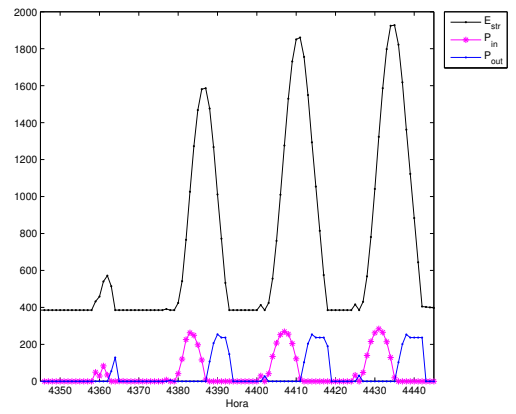
(9) Producción Cáceres invierno



(10) Almacenamiento Cáceres invierno

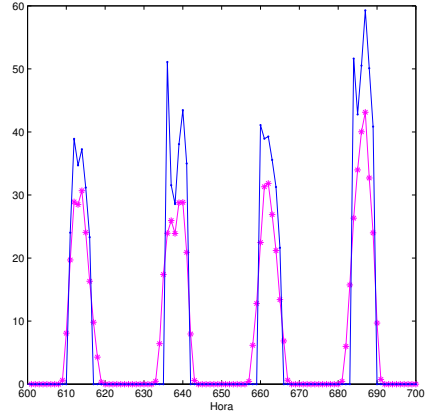


(11) Producción Cádiz verano

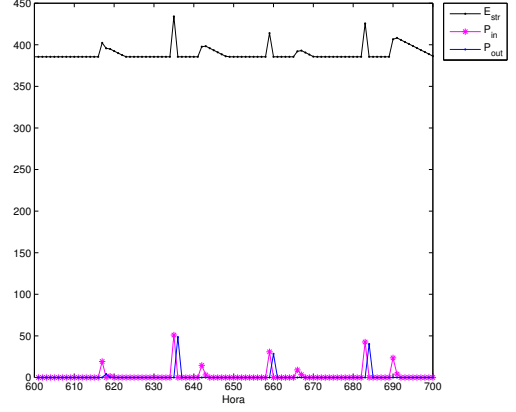


(12) Almacenamiento Cádiz verano

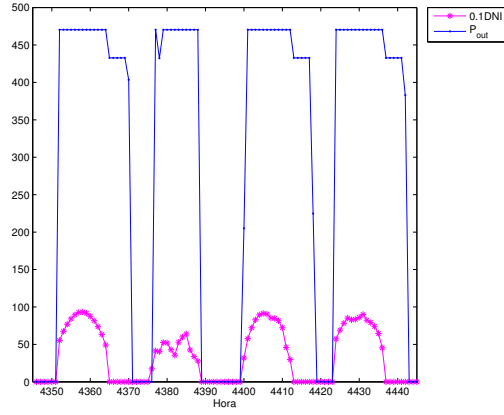
Figura 4: Producción y almacenamiento CSP en distintas localizaciones (continuación).



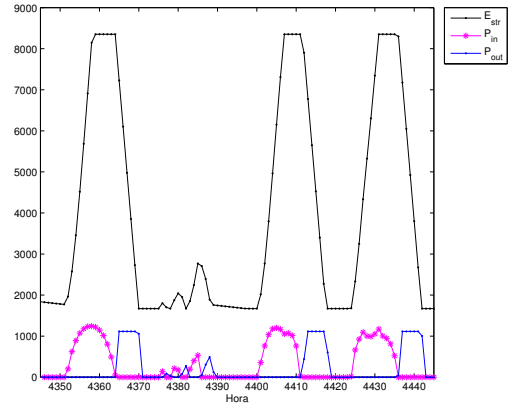
(13) Producción Cádiz invierno



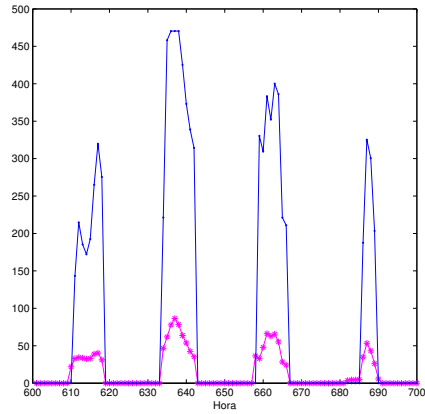
(14) Almacenamiento Cádiz invierno



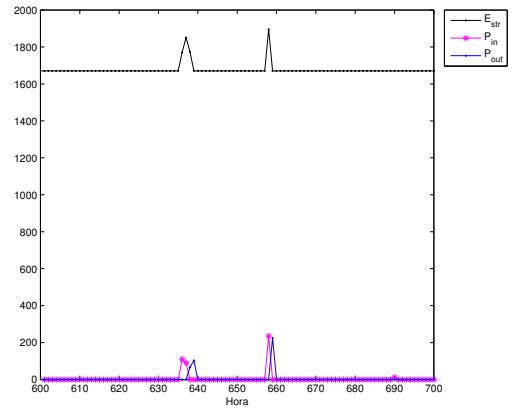
(15) Producción Ciudad Real verano



(16) Almacenamiento C. Real verano

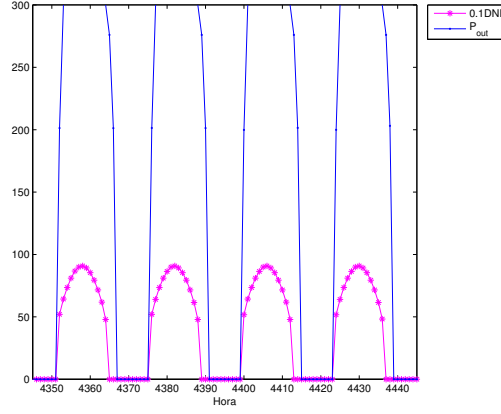


(17) Producción C. Real invierno

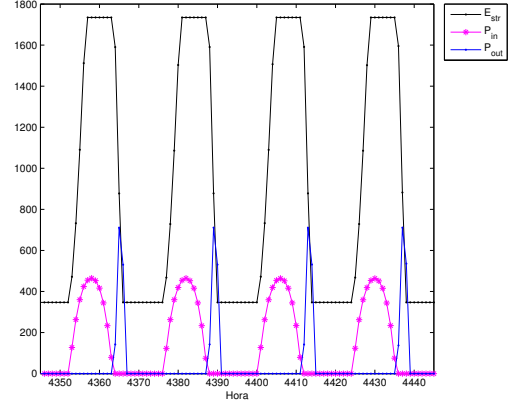


(18) Almacenamiento C. Real invierno

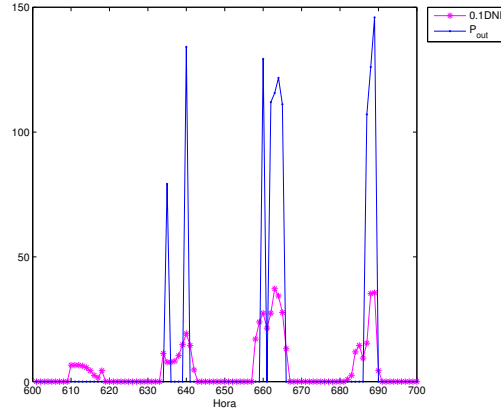
Figura 4: Producción y almacenamiento CSP en distintas localizaciones (continuación).



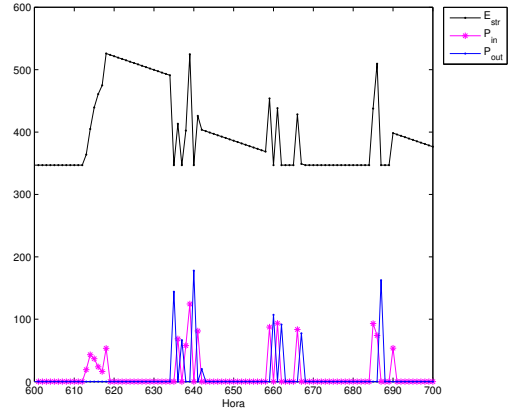
(19) Producción Córdoba verano



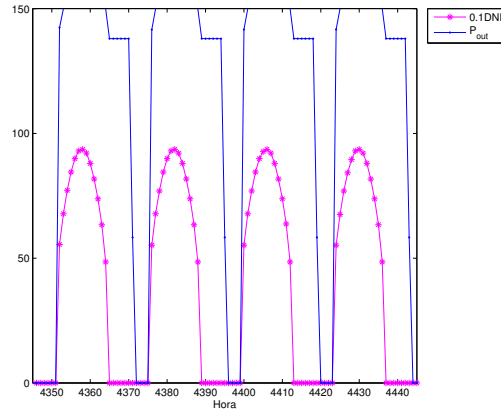
(20) Almacenamiento Córdoba verano



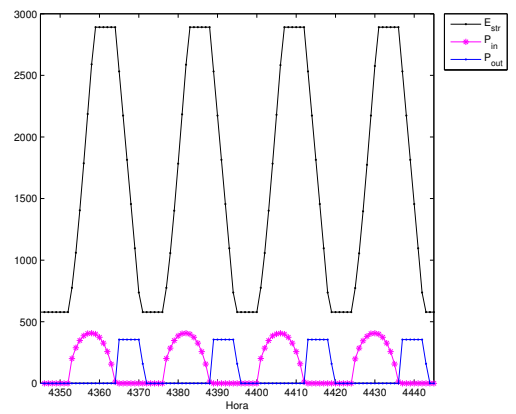
(21) Producción Córdoba invierno



(22) Almacenamiento Córdoba invierno

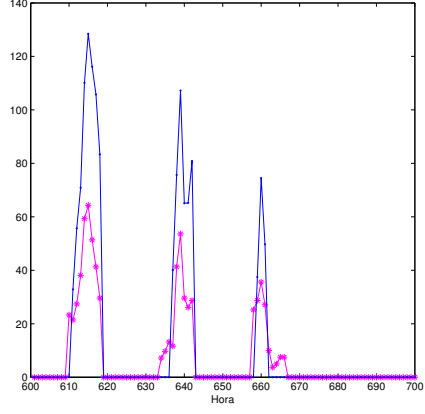


(23) Producción Granada verano

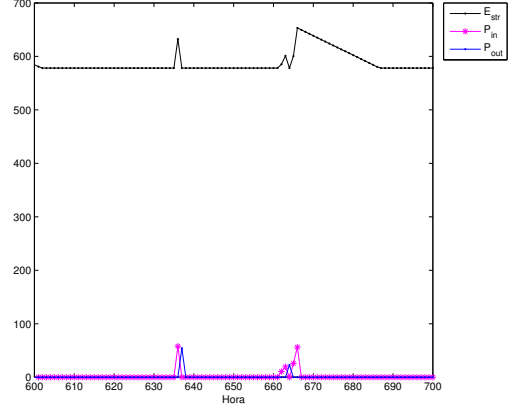


(24) Almacenamiento Granada verano

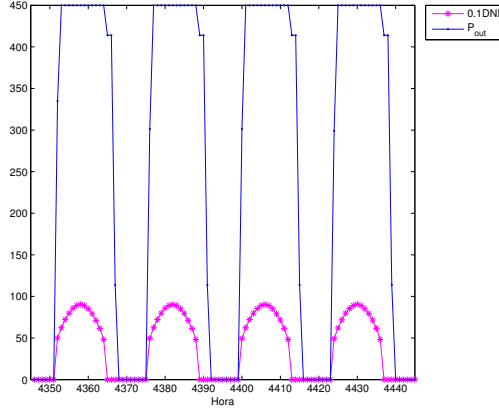
Figura 4: Producción y almacenamiento CSP en distintas localizaciones (continuación).



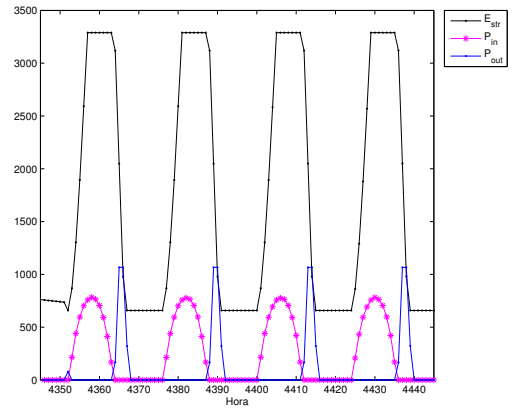
(25) Producción Granada invierno



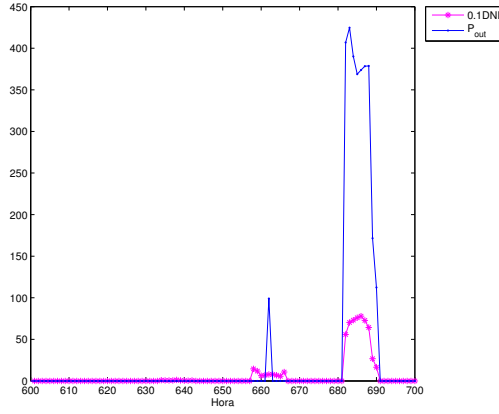
(26) Almacenamiento Granada invierno



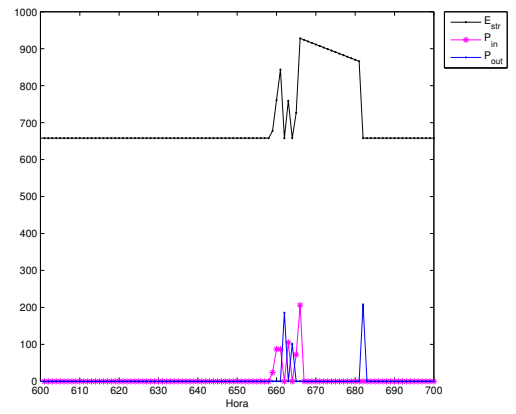
(27) Producción Sevilla verano



(28) Almacenamiento Sevilla verano



(29) Producción Sevilla invierno



(30) Almacenamiento Sevilla invierno

Figura 4: Producción y almacenamiento CSP en distintas localizaciones.

2.2 Modelado de la producción hidráulica

El modelado de la producción hidráulica es especialmente complejo, debido a la naturaleza estocástica de las lluvias, a que sus afluentes pueden variar de hora a hora y a la dispersión geográfica. A pesar de ello, la posibilidad de almacenamiento hace que la energía hidráulica disponible varíe suavemente. En general, estas variaciones pueden considerarse en periodos, ya sean semanales, estacionales o anuales. Las fluctuaciones de la potencia hidráulica de los distintos embalses pueden tener correlaciones temporales y espaciales entre sí.

En el caso español la programación hidráulica es especialmente compleja (López [36]), debido al régimen irregular de lluvias, que puede variar de año en año, y a la distribución irregular de la pluviosidad a largo de la península, que posee regiones muy secas y otras húmedas. Además, la posible escasez de agua y el uso compartido de los embalses para usos distintos de la producción eléctrica, ya sea riego, consumo humano u otros, limita la disponibilidad de este recurso para la generación de electricidad, que está restringida por las exigencias de las distintas confederaciones hidrográficas.

Los embalses pueden clasificarse en anuales e hiperanuales. Los anuales son aquellos que tienen un ciclo anual, es decir, que se repite todos los años. En estos embalses el nivel de reserva tiene un ciclo estacional, que comienza con poco volumen al inicio de las lluvias de otoño, se mantienen bajos hasta la primavera, momento en el que van subiendo de tal forma que están llenos o casi llenos al comienzo del verano, vaciándose a lo largo del verano. Por otro lado, los embalses hiperanuales permiten almacenar las aportaciones en años húmedos para consumirlas en años secos. Suelen ser embalses muy grandes con unas exigencias tan fuertes de la Confederación Hidrográfica a la que pertenecen, que permiten muy poca programación hidráulica por parte de la empresa eléctrica propietaria de la central.

Además los embalses pueden ser fluyentes o no fluyentes, dependiendo de su capacidad de regulación. Los embalses fluyentes no permiten embalsar agua debido a su tamaño y las aportaciones que reciben. Habitualmente se explotan a cotas altas para que las centrales asociadas funcionen con el máximo rendimiento. Estos embalses no admiten regulación.

Generalmente, los embalses fluyentes y no fluyentes suelen modelarse de manera separada, puesto que los primeros dependerán de la pluviosidad, turbinando la energía disponible para obtener un máximo rendimiento, y los segundos suelen producir energía en función de la programación hidráulica realizada por las compañías generadoras. Por tanto, ésta es la aproximación tomada en este modelo, que trata de manera separada los dos tipos de generación.

2.2.1 Parámetros del modelo hidráulico

Para determinar la energía disponible en un momento determinado, la herramienta Wilmar utiliza como datos de entrada, las aportaciones hidráulicas, los niveles del embalse y la producción en cada hora, de manera que ha de cumplirse la siguiente igualdad:

$$Aportaciones(h) = Nivel_{embalse}(h + 1) - Nivel_{embalse}(h) - Producción(h) \quad (36)$$

Las aportaciones hidráulicas son modeladas a partir del valor de producible hidráulico y del índice de producible hidráulico que se definen a continuación, REE [37]:

- **Producible hidráulico** Cantidad máxima de energía eléctrica que teóricamente se podría producir considerando las aportaciones hidráulicas registradas durante un determinado período de tiempo y una vez deducidas las detracciones de agua realizadas para riego o para otros usos distintos de la producción de energía eléctrica.
- **Índice de producible hidráulico** Cociente entre la energía producible y la energía producible media, referidas ambas a un mismo periodo y a un mismo equipo hidroeléct-

trico. Un índice menor que uno indica que el año es seco, mientras un índice mayor indica que es húmedo.

En el caso que nos ocupa el producible hidráulico es equivalente a las aportaciones a los embalses, pues tiene en cuenta éstas una vez descontada el agua necesaria para otros usos. Además de este parámetro se consideran las capacidades de los embalses, las series históricas de los niveles y la mínima cantidad de agua embalsada permitida.

Debido al régimen irregular de lluvias los años meteorológicos se clasifican en función del índice de producible hidráulico en secos, medios o húmedos. En este caso se utilizará esta tipificación y se realizarán simulaciones para cada clase.

2.2.2 Modelado de series temporales de producción hidráulica

En la herramienta de planificación Wilmar la energía fluyente es modelada a partir de series temporales de producción. Para hallar estos valores el modelado se ha basado en series históricas. Para respetar la variabilidad de las series no se han tomado valores medios de distintos años, sino que se ha escogido un año de referencia (húmedo, medio o seco), y se han utilizado las series de producción normalizadas, dividiendo la producción horaria por la producción total anual. Se ha llevado a cabo esta aproximación para tener en cuenta las distintas tendencias en las series temporales en función de la pluviosidad del año considerado. En la figura 5 se ha representado la producción hidráulica fluyente durante el año 2012 para toda la península. Se puede apreciar la estacionalidad de las precipitaciones que disminuyen drásticamente en verano, y alcanzan su máximo valor en primavera y otoño.

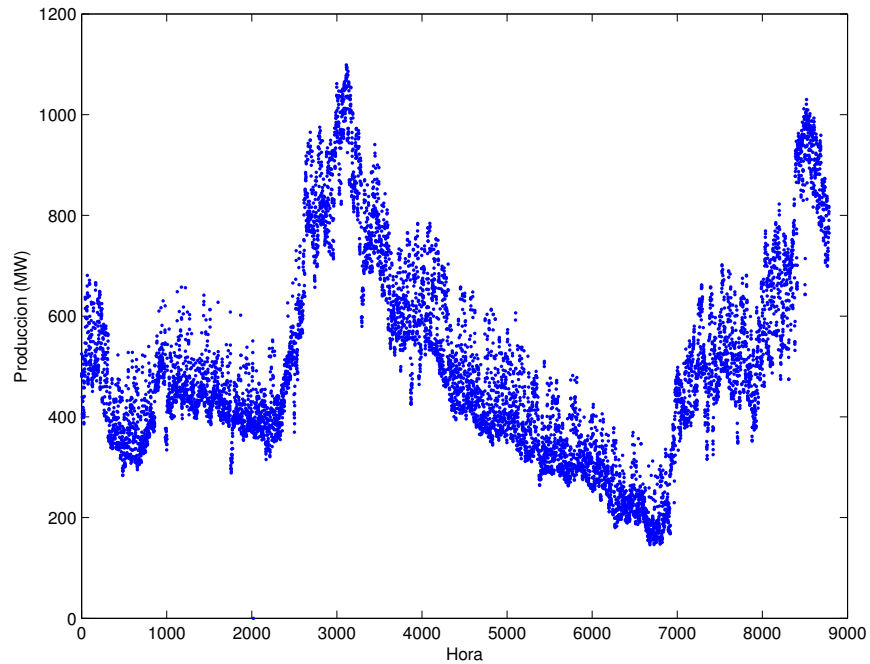


Figura 5: Producción hidroeléctrica régimen especial año 2012 (MW)

Los embalses no fluyentes se han considerado de manera agregada. Puesto que es complicado simular las restricciones de las Confederaciones Hidrográficas, la variabilidad territorial

y las diferencias interanuales de la pluviosidad, se ha optado por usar las series históricas de niveles de los embalses y producible hidráulico.

En un modelo de programación horaria el uso de la energía hidroeléctrica ha de ser limitado puesto que el recurso es limitado y su coste marginal es cero. Para que no haya un consumo excesivo de esta energía que no tenga en cuenta las restricciones de uso es necesario hacer una programación de la producción. De lo contrario, debido al bajo precio marginal de la energía hidroeléctrica se emplearía toda la energía disponible en los embalses durante el periodo de optimización, de modo que las reservas estarían agotadas al comienzo del periodo de optimización siguiente. Teniendo en cuenta que la energía hidráulica producida tendrá el mismo valor que el de la energía térmica a la que sustituya se define un *precio sombra* para la producción hidroeléctrica. Este precio representa el coste de oportunidad de producir o consumir un bien o servicio. Matemáticamente, los precios sombra son proporcionados por la solución óptima del problema dual, y representan la variación de la función objetivo cuando se cuenta con una unidad adicional de un cierto recurso limitado, es decir, son la contribución al beneficio de cierto recurso. Este precio estará indexado, por un lado, al coste marginal de la energía térmica, y, por otro, a la disponibilidad de la energía hidráulica, esto es, a la cantidad de energía embalsada y a su coste de producción. Para simular este fenómeno, se ha definido un precio sombra de referencia, Ps_{ref}^{hidro} , que estará relacionado con el precio medio del mercado diario (o precio de la unidad térmica a la que sustituye la energía hidráulica), y en consecuencia, será distinto para cada escenario. Además se han considerado niveles de reservas de los embalses de referencia teniendo en cuenta los niveles históricos observados en años meteorológicos tipo equivalentes. En el caso de que el consumo de energía hidráulica sea muy elevado y el nivel de embalsado obtenido tras la simulación sea inferior al nivel del año histórico de referencia, el precio sombra de la producción hidráulica aumentará respecto al de referencia, y en caso contrario disminuirá. Por tanto, el precio sombra, $Ps_{i,t}^{hidro}$ será dinámico y estará definido para cada hora en función de los niveles de agua embalsada, $V_{I^{hidro},t}^{hidro}$, siguiendo la ecuación (37), donde $V_{ref,t}^{hidro}$ es el nivel de agua embalsada en la hora t del año de referencia y $v_i^{Hidromax}$ la capacidad máxima de embalsado. Ambas variables están expresadas en MWh.

$$Sp_{i,t}^{hydro} = MAX(1, Sp_{ref}^{hydro} + 500 \left(\frac{V_{I^{hydro},t}^{hydro} - V_{ref,t}^{hydro}}{v_i^{Hidromax}} \right)) \quad (37)$$

2.2.3 Clasificación de años meteorológicos históricos

Puesto que en los escenarios de producción futura se han tenido en cuenta distintos tipos de años meteorológicos, se han escogido los niveles de reserva y producible a partir de los datos históricos disponibles. En la tabla 6 se presentan los datos de producibles de los años 2004 al 2010, junto con su tipificación meteorológica.

Los años escogidos como referencia están resaltados en azul, siendo el 2005 escogido para el año seco, 2006 para el medio y 2010 para el húmedo. Para los datos de aportaciones de la hidráulica fluyente se han considerado los datos históricos de los años 2006 al 2010, el año seco de referencia ha sido en este caso el 2007.

2.2.4 Correlación entre la producción hidráulica y la eólica

Tal y como se ha descrito anteriormente el recurso hidráulico disponible tiene un acentuado comportamiento estacional. Dado que la potencia hidráulica proviene en la mayor parte de los casos de grandes embalses, la correlación con la energía eólica a corto plazo no es relevante

Año	Año meteorológico	Producible (GWh)	Índice de producible
2003	Normal	33213	1,15
2004	Muy seco	22693	0,79
2005	Extremadamente seco	12980	0,45
2006	Normal/Seco	23286	0,82
2007	Seco	18416	0,65
2008	Seco	18945	0,67
2009	Seco	22262	0,79
2010	Muy húmedo	36174	1,29

Tabla 6: Datos históricos de producible hidráulico.

para la operación del sistema eléctrico. Sin embargo, la correlación anual de las producciones eólica e hidráulica podría tener influencia en la integración de la energía eólica en el sistema eléctrico. Si la correlación es positiva, los años secos tendrán menos producción eólica lo que sería perjudicial para dicha integración. En este caso se ha tenido en cuenta una correlación positiva entre ambas producciones que tendrá efectos en la programación horaria, suponiendo que a mayor pluviosidad mayor viento, y en sentido opuesto, a menores precipitaciones menor producción eólica.

2.3 Series de producción de otras energías renovables

A continuación se presentarán las principales características de las series de producción de otras energías renovables. Las series de producción futura están basadas en series históricas horarias.

2.3.1 Producción fotovoltaica

La producción fotovoltaica es proporcional al nivel de radiación en las áreas de instalación de las plantas fotovoltaicas. Como ejemplo de su periodicidad, las curvas de producción fotovoltaica en el año 2012 están representadas en la figura 6. Para estimar la producción en el año 2020 se han usado los datos históricos del año 2012 que recogen la producción nacional. Estas curvas han sido normalizadas, y serán multiplicadas por la producción total estimada por el PANER.

2.3.2 Producción con biomasa

La producción anual de energía que proviene de la biomasa apenas varía a lo largo del año. Esto es debido a que su producción sólo depende de la disponibilidad de combustible. La curva de producción en el año 2012 está representada en la figura 7. Para estimar la producción futura se han tomado las series de producción normalizadas en ese año.

2.3.3 Producción eólica

La energía eólica es tremendamente variable. En la figura 8 se ha representado la producción a lo largo del año 2012, que varía desde 474 MW hasta 16325 MW.

En el modelado de la producción eólica se han utilizado también series históricas, en este caso de los años 2008 al 2010. A partir de ellas se han creado dos tipos de series de producción, una con viento abundante basada en los datos del año 2010, y en la cual el factor de capacidad

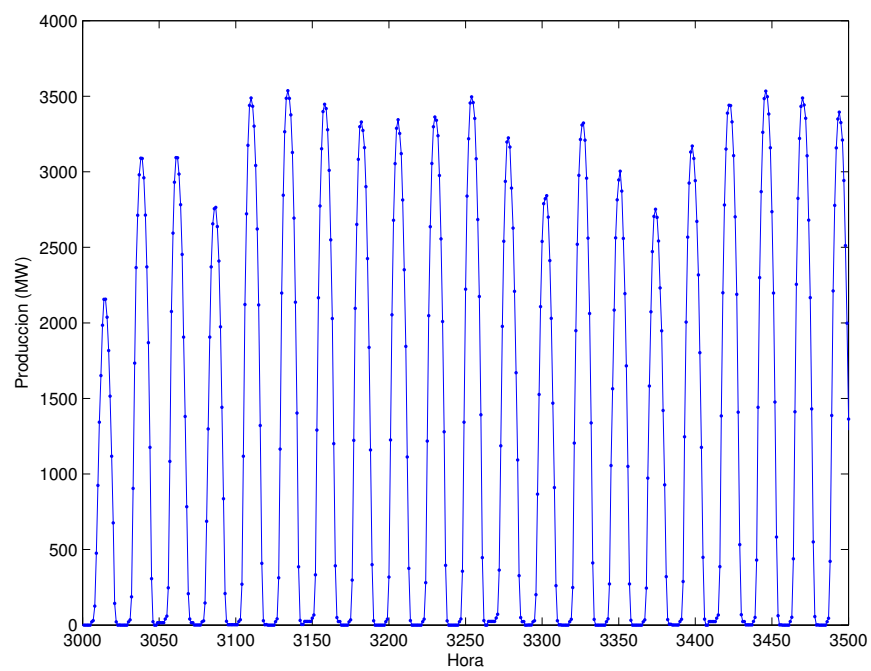


Figura 6: Detalle de la producción fotovoltaica en el año 2012 (horas 3000-3500)

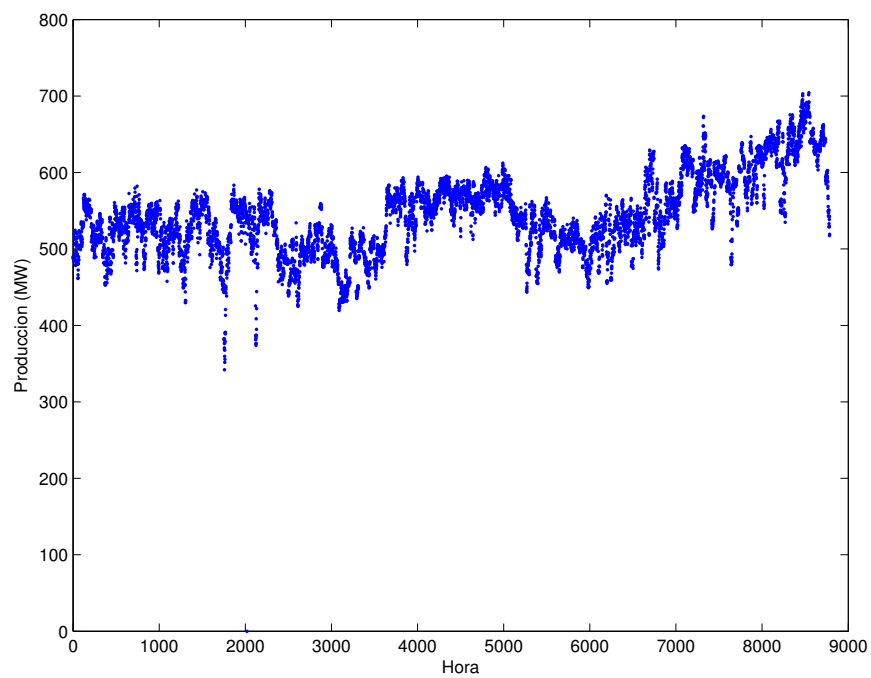


Figura 7: Producción de biomasa en el año 2012 (MW).

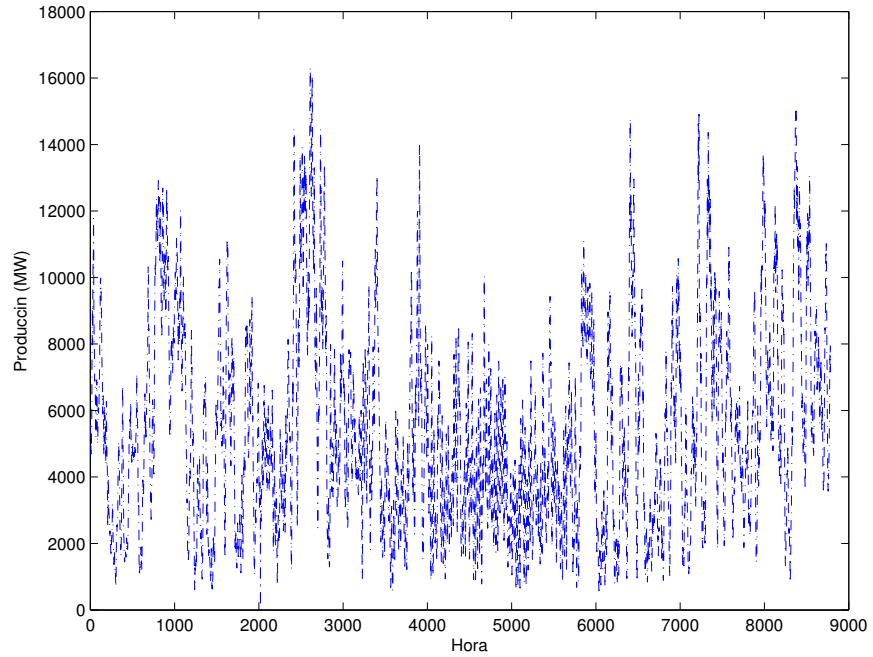


Figura 8: Producción de energía eólica en el año 2012 (MW)

(ratio entre la energía producida y la potencia instalada multiplicada por el número de horas del periodo considerado, ecuación (39)) fue superior a los de las otras series disponibles; y otra que está basada en los datos de producción del año 2008, y representa la tendencia habitual de la distribución del viento. En ambos casos se han normalizado las series para respetar la variabilidad, pues si se aplicara el valor medio de producción de distintos años la curva obtenida sería más suave que las producciones reales.

2.4 Demanda

Para la estimación de la demanda se han utilizado a su vez series históricas, en este caso del año 2009. Los datos horarios se han normalizado dividiéndolos por la suma de la demanda anual para preservar su variabilidad y respetar su tendencia cíclica. De esta manera se representan tanto las horas punta y valle, como los distintos niveles de demanda entre los fines de semana y los días laborales, y la estacionalidad de la demanda. Posteriormente, se multiplicarán estas series por el valor anual de la demanda estimado para cada uno de los escenarios de la simulación. En la figura 9 está dibujada la curva de la demanda eléctrica de las series históricas empleadas. Se han representado tan sólo unas horas para apreciar la variación semanal de su valor.

2.5 Reservas

El modelo planteado en este trabajo realiza una optimización determinista del parque de generación español para determinar la programación horaria. Puesto que al no tener variables estocásticas no es posible deducir los valores reales de las reservas secundaria y terciaria a partir de los errores de predicción, se ha realizado una aproximación a las reservas, definiendo unas bandas fijas de reservas secundaria y terciaria a subir y bajar.

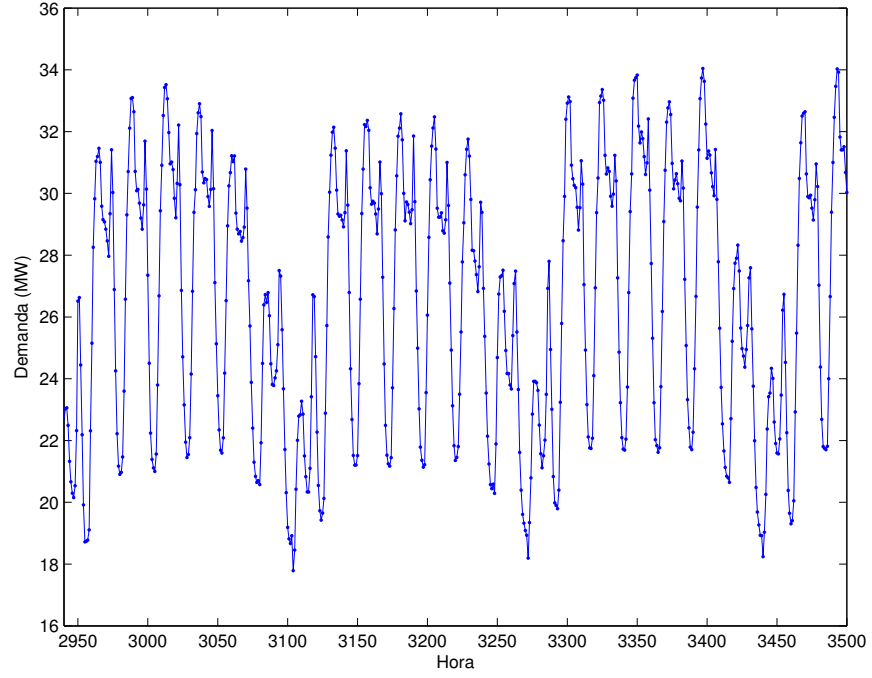


Figura 9: Detalle de curva de la demanda en el año 2009 (MW)

En el P.O 1.5. (BOE [38]) se define el método de asignación de reservas como sigue. La reserva secundaria será determinada por el operador del sistema en función de la evolución temporal previsible de la demanda y del fallo probable esperado según la potencia y los equipos de generadores acoplados. La regulación secundaria actuará desde los 30 segundos hasta 15 minutos hasta que su uso sea sustituido por la reserva terciaria. Según las recomendaciones de ENTSO-E el requerimiento mínimo de reserva de regulación secundaria viene determinado por la fórmula:

$$R = \sqrt{aL_{max} + b^2} - b \quad (38)$$

donde L_{max} es el nivel de demanda previsto en el área de control correspondiente al sistema peninsular español. Los parámetros a (10 MW) y b (150 MW) se han determinado empíricamente. La reserva secundaria a bajar se establecerá, atendiendo a la evolución creciente o decreciente de la demanda, entre el 40 y el 100% de la reserva a subir. Además se dotará de mayor volumen de reserva en las horas que presentan puntos de inflexión de la curva de demanda peninsular.

La reserva mínima necesaria de regulación terciaria a subir en cada período de programación será, como referencia, igual a la pérdida máxima de producción provocada de forma directa por el fallo simple de un elemento del sistema eléctrico, más un 2% del valor de la demanda prevista en cada periodo de programación. La reserva terciaria a bajar se establecerá, en función de las condiciones de operación, entre el 40 y el 100% de la reserva a subir.

En la figura 10 están representados los requerimientos de reserva a bajar y subir para el año 2012. De manera análoga, en la figura 11 se muestran los requerimientos de reserva terciaria.

Los valores asignados a las reservas secundaria y terciaria están resumidos en la tabla 7, y se han seleccionado en función de los valores del año 2012.

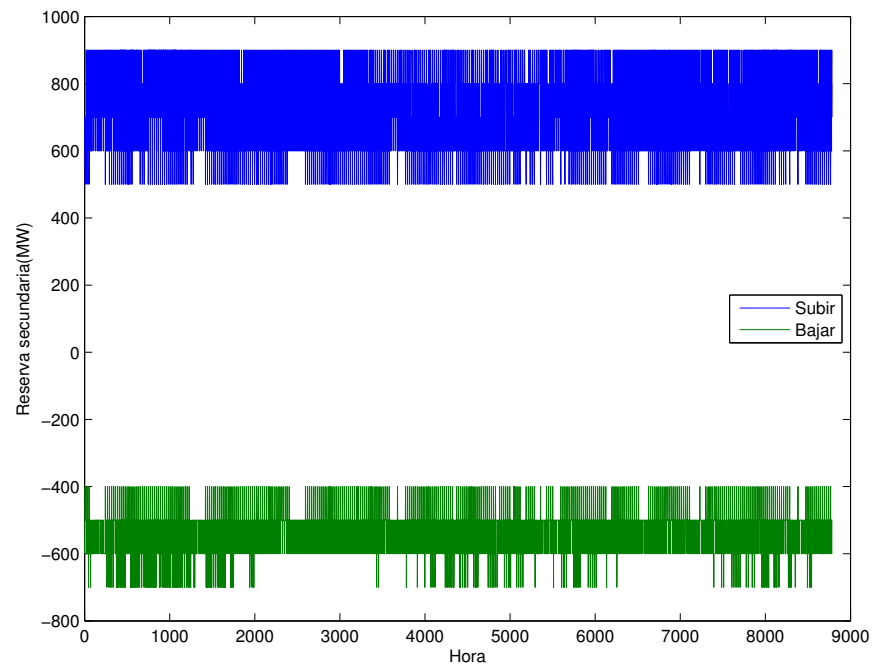


Figura 10: Reserva secundaria en el año 2012 (MW)

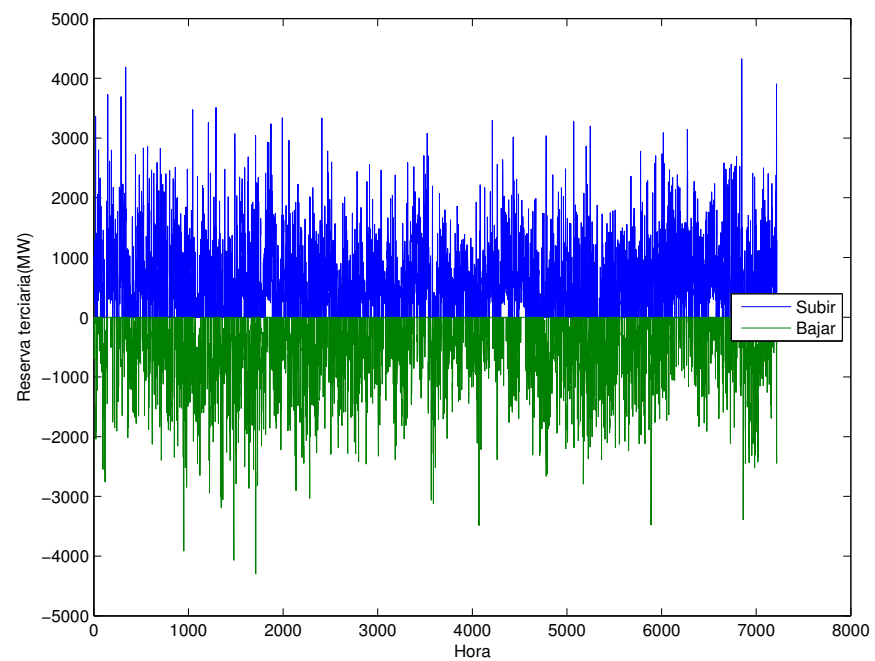


Figura 11: Reserva terciaria en el año 2012 (MW)

Reserva (MW)	Secundaria	Terciaria
Subir	750	1500
Bajar	550	1500

Tabla 7: Requerimientos de reserva

3 Resultados

3.1 Introducción

Mediante este modelo se ha obtenido la programación horaria de las unidades de generación (“unit commitment”) del sistema eléctrico español en el año 2020. Para obtener los resultados se ha utilizado el software de optimización GAMS, que ha resuelto el problema planteado por la herramienta Wilmar mediante el “solver” CPLEX. Ha sido necesario adaptar su formulación al sistema eléctrico español tanto en los datos como en su funcionamiento. Sirva como ejemplo, la consideración de las rampas de la tecnología nuclear y sus restricciones temporales que el modelo no contemplaba, lo que, consecuentemente, ocasionaba problemas de factibilidad. Así mismo, se ha introducido un modelo de la tecnología termoeléctrica que proporciona datos de producción energética horaria a nivel nacional, a partir de las radiaciones solares, la potencia instalada y la capacidad del sistema de almacenamiento térmico. Este estudio es una primera aproximación al análisis del sistema eléctrico con alta penetración de renovables, por lo que se ha aplicado un modelo determinista que tiene en cuenta la participación en el mercado diario de una alta proporción de renovables, así como las rampas de las centrales convencionales.

En el modelado de los escenarios de producción futura se han empleado los supuestos establecidos por la Unión Europea y plasmados por el gobierno español en el Plan de Acción Nacional de Energías Renovables (PANER) (Ministry of Industry, Energy and Tourism, MINETUR [39]), en donde se considera que la ratio de producción de energía de origen renovable respecto a la producción bruta será de un 36%. Además se han considerado distintos escenarios de precios de combustibles y derechos de emisiones de dióxido de carbono, junto con distintos escenarios meteorológicos anuales y un escenario adicional en el que se tienen en cuenta las condiciones económicas actuales y su influencia en, por un lado, la estimación de la demanda, y, por otro lado, la consecución de los objetivos establecidos en el PANER en cuanto a capacidad renovable instalada.

A lo largo de esta sección se describirán los escenarios en detalle y se expondrán los resultados obtenidos.

3.2 Datos empleados

En el desarrollo de este caso de estudio se han utilizado las series de producción históricas de las distintas tecnologías para el caso español, la demanda y los requerimientos de reservas secundaria y terciaria. Estos datos han sido obtenidos del sistema de información de Red Eléctrica (E-sios [40]). Las producciones históricas de energía eólica e hidráulica, el producible hidráulico y el nivel de los embalses han sido facilitados por personal de REE. El parque de generación ha sido cedido para la realización de este trabajo por DTU (Technical University of Denmark); estos datos fueron suministrados por Platts, Mc Graw Hill Financial [41], y han sido corregidos y ratificados con los informes anuales sobre la operación del sistema eléctrico REE [42].

Tecnología	Potencia instalada (MW)
Carbón	11018
Nuclear	7181
Fuel / Gas	1453
Ciclo combinado	25274
Hidráulica convencional	17761
Cogeneración	4247
Total	70278

Tabla 8: Potencia instalada de tecnologías convencionales (MW).

Potencia instalada de tecnologías convencionales Se ha considerado en todo momento que el parque de generación actual está suficientemente dimensionado para una penetración de renovables del 40% de energía eléctrica, con lo que no se ha considerado ninguna modificación. Sí se han tenido en cuenta los cierres programados de centrales previstos que no se han incluido en el modelo, tales como las centrales de carbón Teruel 3, La Pereda Hunosa, Escucha, Cercs, y el desmantelamiento de la central nuclear de Garoña. Tampoco se han tenido en cuenta aquellas centrales proyectadas cuya construcción ha sido paralizada. Las potencias instaladas de cada tecnología están recogidas en la tabla 8 de elaboración propia a partir de los datos del parque de generación.

Rampas consideradas en las centrales convencionales En este trabajo se han considerado las rampas de subida y bajada de la producción de las centrales nucleares, ciclo combinado y carbón. En la tabla 13 se presentan los valores de rampas asignados a las centrales nucleares. En el caso de las centrales de ciclo combinado, ante la ausencia de datos públicos, se ha realizado una aproximación. Considerando los valores de rampas proporcionados en el informe de Meibom et al. [21] se han asignado los valores más rápidos a las centrales construidas recientemente y los más lentos a las más antiguas. Estas centrales se han modelado de manera individual, considerando cada grupo de generación por separado. Con las centrales de carbón se han tomado las mismas consideraciones tomando los valores de rampa del informe de Meibom et al. [21] siguiendo un criterio idéntico. En este caso todas las centrales de carbón se han considerado de manera agregada por lo que los resultados de la restricción de rampa no son realistas. Esta aproximación está justificada puesto que en la práctica las centrales que están sometidas a restricciones de rampa de manera más severa son las centrales de ciclo combinado puesto que son las más rápidas, y por tanto las que responderán a las variaciones de la demanda.

Restricciones de potencia mínima Para las centrales de carbón y ciclo combinado se han obtenido de los informes del Ministry of Industry, Energy and Tourism, MINETUR [43, 44].

3.3 Escenarios considerados

En la tabla 9 se presenta un cuadro resumen de las principales características de los escenarios. Las hipótesis planteadas en cada caso analizan el comportamiento del sistema eléctrico ante diversos valores de sus variables.

Nombre	Rampas nuclear	Precio combustible	Precio CO_2 (€/tn)	Escenario hidráulico	Precio sombra hidráulica (€/MWh)	Producción eólica	Producción renovable	Demanda
1-Base	Históricas	Medio	51	Medio	90	PANER	PANER	Base
2-Nuclear	Datos REE	Medio	51	Medio	90	PANER	PANER	Base
3-High fuel	Históricas	Alto	150	Medio	165	PANER	PANER	Base
4-Low fuel	Históricas	Bajo	26	Medio	70	PANER	PANER	Base
5-Dry	Históricas	Medio	51	Seco	95	Baja ⁵	PANER	Base
6-Humid	Históricas	Medio	51	Húmedo	85	Alta ⁶	PANER	Base
7-Low RW	Históricas	Medio	51	Medio	90	Media ⁷	Baja ⁸	Baja

Tabla 9: Escenarios considerados

- Escenario 1, caso base que asume las hipótesis del PANER, así como una pluviosidad, precios de combustibles y emisiones de CO_2 medios.
- Escenario 2, a diferencia del anterior considera rampas más rápidas de aumento y disminución de la producción de las centrales nucleares. En este escenario se analiza cómo influiría una operación más flexible de las centrales nucleares existentes en los precios de la electricidad, en la energía renovable vertida y en el modo de operación de las centrales convencionales.
- Escenarios 3-4, donde se estudia la influencia de distintos escenarios de precios de combustibles y de precios de derechos de emisiones de CO_2 (altos y bajos).
- Escenarios 5-6, en los que se modelan distintos años meteorológicos (húmedo y seco), que tendrán influencia en la producción renovable (hidráulica y eólica), y por tanto en la operación de las centrales convencionales. En estos escenarios no se considera la producción eólica estimada por el PANER, sino que, partiendo de la hipótesis de que existe una correlación entre la pluviosidad y la ventosidad, se establecen distintos factores de capacidad ⁹, bajo para el escenario con menor disponibilidad de recurso eólico (escenario 5) y superior en caso contrario (escenario 6).
- Escenario 7, en este caso se plantea la posibilidad de que las previsiones del PANER en cuanto a instalación de renovables y demanda no se cumplan, teniendo en cuenta tanto la desviación actual respecto al plan, como otros efectos de la crisis económica en cuanto a la inversión en renovables y a la demanda esperada. Por tanto, se han calculado las producciones totales de cada tecnología.

A continuación pasaremos a detallar las características de cada caso y los resultados obtenidos. Las potencias instaladas y producciones anuales procedentes de fuentes renovables establecidas en el PANER están recogidas en la tabla 10. Estas previsiones han servido como base para determinar las hipótesis de los distintos escenarios.

⁹El factor de capacidad se definirá en la ecuación (39).

	2016		2017		2018		2019		2020	
	MW	GWh	MW	GWh	MW	GWh	MW	GWh	MW	GWh
Hidráulica	22.109	37.566	22.169	38.537	22.229	38.443	22.289	38.505	22.362	39.593
<1 MW	256	760	259	765	262	743	265	819	268	803
1-10 MW	1.796	4.398	1.828	4.712	1.855	4.856	1.882	5.024	1.917	5.477
>10 MW	20.057	32.408	20.082	33.060	20.112	32.844	20.142	32.662	20.177	33.314
Bombeo	5.700	8.023	5.700	8.023	5.700	8.023	5.700	8.023	5.700	8.023
Solar	9.700	19.649	10.508	21.741	11.394	24.088	12.371	26.719	13.445	29.669
FV	6.319	10.565	6.760	11.345	7.246	12.222	7.780	13.208	8.367	14.316
CSP	3.381	9.084	3.747	10.397	4.149	11.866	4.592	13.511	5.079	15.353
Eólica	29.778	60.573	31.708	64.483	33.639	68.652	35.819	73.197	38.000	78.254
Onshore	29.278	59.598	30.708	62.238	32.139	64.925	33.569	67.619	35	70.502
Offshore	500	975	1.000	2.245	1.500	3.727	2.250	5.577	3.000	7.753
Biomasa	1.048	6.510	1.149	7.171	1.265	7.931	1.410	8.876	1.587	10.017
Sólida	810	5.066	887	5.545	972	6.074	1.073	6.699	1.187	7.400
Biogás	238	1.444	262	1.626	293	1.858	337	2.177	400	2.617
TOTAL	56.945	116.297	59.863	123.975	62.887	131.261	66.294	139.619	69.844	150.030
Cogeneración	335	2.014	359	2.160	385	2.317	403	2.428	423	2.551

Tabla 10: Estimaciones del PANER para potencia instalada y producción de energías renovables.

3.3.1 1- Escenario “Base”

En este caso de referencia se han tenido en cuenta las previsiones establecidas en el PANER en cuanto a la energía generada con fuentes renovables: eólica, biomasa, fotovoltaica, termoeléctrica e hidráulica fluyente, que aparecen en la tabla 10. Los valores de demanda también se han tomado de las previsiones del PANER. Como se ha mencionado en el apartado anterior, no se ha considerado la construcción de nuevas centrales convencionales.

Es complejo determinar el valor de las rampas puesto que los datos varían según las fuentes consultadas, Foro Nuclear [45] o Atienza [46], entre otras. Por ello, para el caso base se ha tomado como aproximación, una estimación basada en valores reales de la máxima rampa que ha tenido lugar en el sistema eléctrico español, en concreto, el 29 de marzo de 2013, entre las 13:30 y las 15:00h. Se han considerado idénticos valores para las rampas de subida y de bajada. La rampa obtenida ha sido de 0,2733 MW/min que se ha usado para todas las centrales nucleares, y también en los escenarios 3 a 7.

En lo que se refiere a los precios de los combustibles y de las emisiones de dióxido de carbono, se han aplicado precios medios, que se indican en las tablas 11 y 12 respectivamente.

Hipótesis	Carbón	Fueloil	Lignito	Gas Natural	Uranio
Low	4,14	11,27	3,40	8,76	1,57
Medium	4,30	11,61	3,84	8,77	1,62
High	5,06	12,00	3,99	9,33	2,86

Tabla 11: Precios de los combustibles para los distintos escenarios (€/GJ).

Hipótesis	Precio (€/tn CO_2)
Low	26
Medium	51
High	150

Tabla 12: Precios de las emisiones de dióxido de carbono para los distintos escenarios.

Respecto al año meteorológico considerado se ha supuesto una tendencia media. Teniendo en cuenta esto, se han utilizado series históricas hidráulicas de años con un índice de producible hidráulico medio anual cercano a la unidad (0,82), eligiéndose como año de referencia el 2006. Para simular las exigencias de las confederaciones hidrográficas se han tomado como referencia los niveles de las reservas del año tipo, fijando el precio sombra de la energía hidráulica en función de la diferencia entre los niveles de embalse obtenidos en la simulación y los correspondientes en el tiempo del año de referencia. Para el caso base el precio sombra se ha fijado en 90 €/MWh.

3.3.2 2- Escenario “Nuclear”

En este caso se asumen las mismas hipótesis de precios, potencia instalada y pluviosidad que en el base, con la salvedad de que los valores de rampa de las centrales nucleares son distintos.

En el caso “Nuclear” se utilizan valores proporcionados por el antiguo director de REE en Atienza [46], donde se discuten las condiciones de operación flexible de las tecnologías nucleares.

Pese a que en este informe se puede deducir un valor de rampa de 0,7569 MW/min¹⁰, que confiere una mayor flexibilidad a las centrales nucleares que las registradas históricamente, y que en otros informes, encontrados en la web del foro nuclear, estos valores de rampa son aún más elevados, se han tomado en la mayor parte de los escenarios idénticos valores al del caso base, puesto que en la práctica esta supuesta flexibilidad no se aplica en la operación del sistema. Al igual que en el caso base, se han supuesto idénticos valores de rampa a subir y a bajar. Estos valores están recogidos en la tabla 13.

Escenario/s	1, 3-7	2
Rampa (MW/min)	0,2733	0,7569

Tabla 13: Valores de las rampas a subir y bajar de las centrales nucleares para los distintos escenarios.

3.3.3 3- Escenario precio elevado de los combustibles: “High Fuel”

Además de suponer unos precios de los combustibles medios, como se ha establecido en los escenarios 1 y 2, se han tenido en cuenta distintos escenarios de precios futuros siguiendo las predicciones del Annual Energy Outlook (AEO) (Energy Information Administration [10]) para el lignito, carbón (hulla y antracita), fuel-oil y gas natural; y del International Monetary Fund [47] para los precios del uranio.

Aunque en la AEO se presentan cuatro escenarios de precios futuros: “Reference”, “High growth”, “Low growth” y “High price”; en este análisis sólo se han analizado tres, bajo (“low growth”), medio (“reference”) y alto (“high price”). Puesto que los precios fijados por la AEO tienen carácter regional, con el objeto de obtener unos precios más acordes con la región de estudio, se han calculado las ratios de crecimiento de precio de la AEO con respecto a un año de referencia, 2011, y se han multiplicado estas ratios por los precios en el mercado español para el año de referencia. Estos precios de referencia se han obtenido de:

- Carbón. En el caso del carbón tanto antracita, como hulla, lignito negro y lignito pardo, se han tomado los precios de referencia de BOE [48], y los poderes caloríficos de cada tipo de carbón de Greenpeace [49].
- Gas natural. En CNE [50] se recogen los precios de las importaciones de gas natural.
- Uranio. Se han empleado los datos de una presentación de Iberdrola de junio de 2009, Molina Orero [51]. En los costes de combustible no están incluidos los costes de gestión de residuos.
- Fuel-oil. Se han utilizado las hipótesis establecidas en Wilmar para casos de estudio en otros países. En cualquier caso las centrales de fuel-oil no se utilizan actualmente en la generación española peninsular (sí se emplean en los sistemas insulares) y es previsible que no se utilicen en el futuro.

Los precios considerados para los combustibles están resumidos en la tabla 11.

Otro factor determinante en la composición del mix energético asociado al uso de combustibles fósiles será el precio de los derechos de emisión de dióxido de carbono. La determinación del precio futuro de estas emisiones es muy compleja, debido a la alta volatilidad de

¹⁰En este informe se afirma que las centrales nucleares españolas pueden presentar rampas de subida hasta la plena carga del orden de 12-24 horas. Teniendo en cuenta que potencia de las centrales oscila entre 460 y 1090 MW, se han supuesto estos valores para el cálculo de las rampas.

los precios de emisiones en el pasado, tal y como puede apreciarse en la figura 12, donde se han representado los precios históricos EUA, obtenidos de Sendeco [52]. El precio máximo del periodo fue de 28,3 €/tn, mientras que el mínimo se situó en 2,7 €/tn. Debido a esta alta volatilidad, se ha optado por suponer tres escenarios extremos de precios de derechos de emisiones de dióxido de carbono para estudiar la influencia en el mix de generación. Para ello se ha supuesto en primer lugar que en el año 2020, objeto del estudio, los precios del comercio de emisiones habrán aumentado considerablemente, tanto por la situación medioambiental como por el reiterado incumplimiento de Kyoto. Partiendo de este incremento se han establecidos tres escenarios con precios muy distintos que nos permitirán realizar un estudio diferenciado acerca de la influencia de este parámetro en la composición del mix de generación, tal y como se verá en los resultados. Los precios aplicados en cada uno de los supuestos, alto, medio y bajo, pueden encontrarse en la tabla 12. Las hipótesis de precios de emisiones utilizadas en cada escenario están recogidas en la tabla 9.

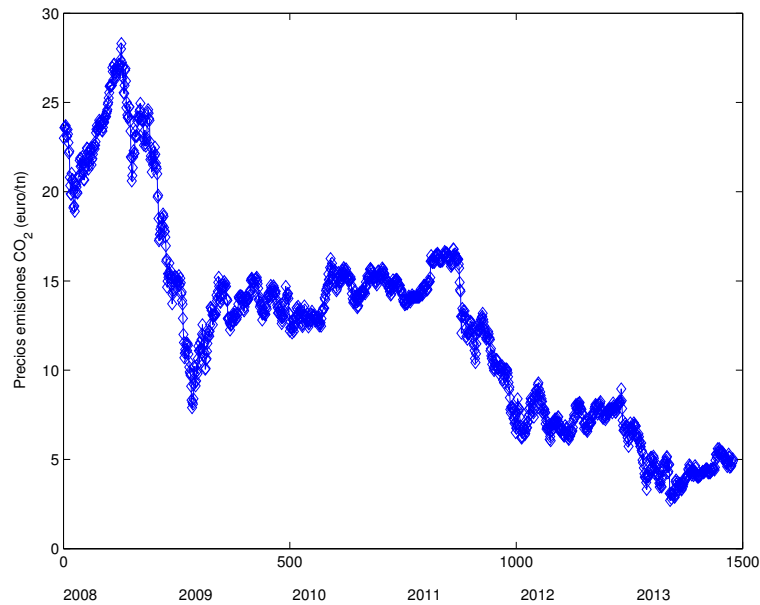


Figura 12: Evolución de los precios EUA de los derechos de emisiones de CO_2 (enero 2008 - octubre 2013).

En resumen, en este escenario se considera la posibilidad de un panorama medioambiental adverso en el que por un lado, los combustibles fósiles hayan pasado su cénit de producción (“peak oil”), y su escasez eleve enormemente los precios. Además se considera un gran aumento de los derechos de emisión, ya sea debido a que cambie la regulación o a que el mercado refleje de manera más fidedigna el efecto pernicioso de estas emisiones, asignando un alto coste a las externalidades negativas de las emisiones responsables del efecto invernadero. La idea es determinar los costes de operación ante el escenario más adverso posible para las tecnologías convencionales, es decir, alto precio de combustible y de derechos de emisión. El escenario opuesto será planteado a continuación (escenario 4), en el que se planteará la opción más favorable para las tecnologías convencionales.

3.3.4 4- Escenario precio bajo de los combustibles: “Low Fuel”

En este caso se ha considerado una previsión de los precios de los combustibles fósiles más optimista, basada en las hipótesis de la AEO. De la misma manera, los precios de los derechos de emisión de dióxido de carbono son más bajos que en el escenario medio. Estos valores pueden consultarse en las tablas 11 y 12.

3.3.5 5- Escenario meteorológico seco: “Dry”

En el caso español, las precipitaciones no son homogéneas entre años consecutivos, antes al contrario, existe una gran variabilidad, por lo que los años se tipifican meteorológicamente como muy secos, secos, medios, húmedos y muy húmedos. Con el objeto de estudiar la influencia de la pluviosidad en la composición del mix de generación, se han establecido escenarios que reflejen esta variabilidad. A priori, este efecto debería ser significativo puesto que la energía hidráulica y especialmente los grandes embalses poseen una capacidad reguladora en el sistema eléctrico, debido a que son grandes almacenamientos de energía. Por tanto, en un año húmedo la variabilidad de la producción renovable podrá ser contrarrestada por la disponibilidad energética de los embalses hidroeléctricos. De lo contrario, en un año seco, esta regulación tendrá que llevarse a cabo por las centrales convencionales.

Estos distintos tipos de años hidráulicos tendrán influencia en la energía hidráulica disponible. Además de eso, se ha considerado que aquellos años con una alta pluviosidad son también más ventosos, y viceversa. Las borrascas, o zonas de baja presión, llevan asociadas tanto precipitaciones como vientos fuertes. Sirva como ejemplo lo ocurrido en el año 2010, en el que las precipitaciones fueron abundantes, y la ratio de energía eólica producida respecto a la capacidad instalada fue la más elevada de los años 2008 al 2010. Por todo lo anterior, se ha supuesto que la producción de energía eólica en el escenario húmedo tiene un factor de capacidad superior al establecido en el PANER, tomando en este escenario la ratio obtenida con los datos históricos de 2010, mientras que en el seco se ha supuesto un factor de capacidad menor. Por otro lado, aunque una mayor pluviosidad está lógicamente asociada a un descenso de la radiación solar recibida, esta interdependencia no ha sido tenida en cuenta, aunque tendría un efecto de disminución de la producción de las plantas termoeléctricas, principalmente, pues dependen de la radiación directa, pero también en las fotovoltaicas.

Para simular la regulación de las confederaciones españolas se han fijado los precios sombra de la energía hidráulica, que se han deducido siguiendo el razonamiento de la sección 2.2.2. Estos precios tuvieron que ser ajustados tras realizar las simulaciones para validar la hipótesis de precio sombra de partida. Para ello, se han tomado como valores de referencia iniciales al comienzo de la simulación los niveles de embalsado del año meteorológico de referencia escogido en cada hipótesis, tal y como se resume en la tabla 6. Una vez realizadas todas las simulaciones se ha corroborado que se han respetado los consumos hidráulicos, comprobando que los niveles de los embalses al final de la simulación son similares a los de referencia del año tipo. Los precios empleados en cada escenario están recogidos en la tabla 9. Los resultados obtenidos están recogidos en la tabla 14, donde se puede observar que en ningún caso las diferencias han sido superiores al 6% respecto al año de referencia, por lo que se puede concluir que el uso de la energía hidráulica ha sido acorde con las especificaciones de regulación de las confederaciones.

3.3.6 6- Escenario meteorológico húmedo: “Humid”

En este caso se ha considerado un año meteorológico húmedo y un mayor índice de producción de energía eólica con respecto a la potencia instalada, tomando como base los datos del año 2010.

Niveles embalses (GWh)	Base	Nuclear	High Fuel	Low Fuel	Dry	Humid	Low RW
Año referencia	7362	7362	7362	7362	6649	12298	7362
Simulación	7276	7256	6981	7214	6358	12036	7353
Diferencia (%)	-1,18	-1,45	-5,18	-2,01	-4,37	-2,12	-0,12

Tabla 14: Niveles embalses (GWh) tras simulaciones.

3.3.7 7- Escenario baja inversión en energías renovables: “Low RW”

En este escenario se han tratado de simular los efectos de la crisis económica en el cumplimiento del PANER. Para ello, se ha calculado la potencia instalada futura en el año 2020 de las distintas tecnologías renovables, teniendo en cuenta, por un lado, la desviación actual de las previsiones del PANER tomando como referencia las establecidas para el año 2012, y por otro los incrementos de potencia instalada en este año respecto al año 2011. Es además previsible que esas disminuciones en la inversión en renovables se acentúen si se tiene en consideración la ley de reforma del sector energético ¹¹, que, previsiblemente, desincentivará, aún más, la inversión en renovables, lo que repercutirá en la potencia instalada. Si se atiende a las consideraciones del sector renovable podría parecer que el crecimiento en potencia instalada durante último año (2011-12) no podrá servir de base para cálculos futuros, pues se augura un crecimiento de la potencia instalada en los próximos años aún más ralentizado. No obstante, en este trabajo, se ha supuesto un crecimiento anual idéntico, porcentualmente, al experimentado entre los años 2011 y 2012, que ha sido de un 5,3 % para la energía eólica y de un 3,4% para la fotovoltaica. En el caso de la potencia instalada de biomasa, se han supuesto las estimaciones del PANER ya que se han cumplido hasta el momento. Para la energía termoeléctrica, puesto que se ha desarrollado un modelo descrito en la sección 2.1, se ha modelado la energía a partir de las radiaciones futuras, tomando como potencia instalada en 2020, la actual y la proyectada por Protermosolar [35] hasta la fecha. Puesto que se trata de una tecnología muy inmadura, los costes de inversión son muy elevados, y una regulación que no favorezca su instalación tendrá drásticas consecuencias en el aumento de la potencia instalada. Las potencias instaladas consideradas en este caso están resumidas en la tabla 15.

Potencia instalada	PANER	Low RW	Variación
Eólica	38000	33576	-11,6
FV	8367	5470	-34,6
CSP	5069	2525	-50,2
Biomasa	1587	1587	0,0
Total	53023	43158	-18,6

Tabla 15: Potencia instalada (MW) energías renovables en el escenario Low RW.

El otro aspecto a tener en cuenta en el diseño de este escenario es la proyección de la demanda energética para el año 2020. Cuando se elaboró el PANER no se contempló que la crisis económica influiría en la demanda futura. Debido al decrecimiento del producto interior bruto, y puesto que la demanda está relacionada con el nivel de actividad económica, ésta ha disminuido en los últimos años. Sirva como ejemplo la demanda del año 2011 que descendió hasta alcanzar valores similares a los del año 2006. Para estimar la demanda futura, se han

¹¹Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.

tenido en cuenta por un lado los datos del año 2012, tomando este valor como partida, y por otro las previsiones de crecimiento de la economía española proporcionados por International Monetary Fund [53] (IMF). Las previsiones de crecimiento de este organismo se limitan al año 2014, por lo que a partir de ese año se ha supuesto un escenario optimista de crecimiento constante del 0,4% anual, idéntico al supuesto por el IMF entre 2013 y 2014. Los resultados de proyección de la demanda pueden consultarse en la tabla 16. La diferencia entre la demanda del caso base y la de este escenario es de un 27,7%.

Años	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Demanda (GWh)	252	248	244	245	246	248	251	255	260
Crecimiento económico (%) ^a	-1,4	-1,6	0	0,4	0,8	1,2	1,6	2	
Demanda PANER (GWh)	-	-	-	-	-	-	-	-	360
Variación demanda (%)	-	-	-	-	-	-	-	-	-27,7

^aDatos tomados del informe International Monetary Fund [53]

Tabla 16: Proyección de la demanda para el escenario Low RW.

3.4 Comparación de resultados

En este apartado se presentarán los resultados obtenidos en los distintos escenarios. Los parámetros analizados serán los precios del mercado diario, producción anual y factor de capacidad de las tecnologías, energía vertida, carga neta (definida como la demanda menos la producción renovable), variación de la carga neta, ratio de cobertura de renovables, variación horaria de la producción de energías convencionales, emisiones de dióxido de carbono y costes de operación.

3.4.1 Precios del mercado diario

Los precios del mercado diario (PMD) son una de las componentes esenciales del precio final de la energía. Estos precios son muy variables, pues dependen tanto de la demanda en cada momento como de la producción de renovables, que en algunos casos es muy variable, como en el caso de la energía eólica.

Los PMD se obtienen del valor marginal de la ecuación (2), restricción del mercado diario, obtenido tras la simulación, y representan los costes variables de la tecnología más cara incluida en la programación.

En la tabla 17 se han analizado algunos parámetros estadísticos básicos de los PMD tales como la media, la mediana, la desviación típica y sus valores máximos y mínimos durante el periodo.

El PMD aumentará considerablemente para el año 2020 considerando el escenario base en el que su valor medio será de 89,15 €/MWh, un 54,3% superior al del año 2012 (48,42 €/MWh). A la vista de los resultados puede afirmarse que el PMD dependerá fuertemente del precio de los combustibles fósiles, puesto que en el escenario de alto precio de los combustibles el precio medio es de 164,09 €/MWh mientras que si consideramos un precio de los combustibles bajo, este precio se sitúa en 70,43 €/MWh. Por tanto, ante un escenario de escasez de combustibles fósiles, este precio podría casi duplicarse respecto a un escenario base, al tiempo que se hace

PMD (€/MWh)	Base	Nuclear	High fuel	Low fuel	Dry	Humid	Low RW
Media	89,15	89,28	164,09	70,43	89,74	89,09	80,6
Mediana	90,79	90,79	165,44	72,39	90,79	91,15	89,03
Desviación típica	11,54	11,36	23,52	10,19	12,08	9,59	21,45
Mínimo	0	0	0	0	0	0	0
Máximo	121,48	121,28	243,4	97,99	126,13	120,42	117,5

Tabla 17: Comparación precios mercado diario para distintos escenarios.

muy variable, tal y como se desprende del valor de su desviación típica (23,52 €/MWh), y de la diferencia entre su valor mínimo y máximo (0 y 243,4 €/MWh).

El tipo de año meteorológico influirá fundamentalmente en la variabilidad del PMD, puesto que los embalses pueden almacenar energía, que estará disponible para contrarrestar la variabilidad de las energías renovables. Podemos observar que en el escenario de mayor pluviosidad la desviación típica es menor que en el año más seco y que el valor máximo del PMD es menor.

En el caso de menor potencia instalada de energías renovables, E7, cabe señalar la alta variabilidad del PMD, esto se desprende, por un lado, del alto valor de la desviación típica, sólo comparable al escenario de alto precio de los combustibles fósiles, y, por otro, a la diferencia existente entre el valor medio y la mediana del PMD. Además, pese a que el valor medio del PMD es un 9,6% inferior al del caso base, su valor máximo es tan sólo un 3,4% inferior. En todos los casos se aprecia que el valor mínimo para el PMD es cero. Esto es debido a que con esa penetración de renovables habrá ciertas horas del año en las que toda la producción de energía provenga de fuentes renovables y de la energía nuclear.

Para analizar con mayor detalle el comportamiento del PMD, se han representado las monótonas de precios en la figura 13, donde se aprecia que los precios tienen menos variabilidad en los escenarios 1, 2, 4, 5 y 6, y más en los escenarios de alto precio de combustible (E3) y baja penetración de renovables (E7). En este último, la gran dispersión del PMD es debida a que la potencia instalada de energías renovables con producciones con menor variabilidad (FV y CSP) es mucho menor que en los otros escenarios (-34,6 y -50,2% respectivamente), mientras que en el caso de tecnologías con variación horaria más acentuada (eólica) la disminución de capacidad instalada es menor (-11,6%).

Para estudiar la variabilidad del PMD se han representado además los diagramas de cajas de los PMD horarios para el año de estudio en la figura 14. Se han escogido tan sólo los escenarios con mayor y menor variabilidad con base en la desviación típica del PMD y a las monótonas de precios. Por tanto, en la figura 14(1) se representan los precios del escenario con alta pluviosidad, 6, frente al escenario con menor penetración de renovables que aparece en la figura 14(2). A la vista de los resultados puede concluirse que la variabilidad de los precios del escenario 7 es superior a la del escenario 6 que posee mayor capacidad de almacenamiento y más capacidad instalada de tecnologías renovables con menor variabilidad (FV y CSP). Esto se desprende de la mayor presencia de datos atípicos en el escenario 7, representados por las cruces rojas y de la mayor dispersión de los diagramas de caja (que recogen los datos situados entre los percentiles de 25 y 75%). Otra de las cuestiones a señalar es que el precio es similar en ambos casos, pese a que en el escenario 7 la demanda es un 26,8% menor. De esto último puede concluirse que ante un escenario con una capacidad instalada de energías renovables similar a la del escenario 6 y con los niveles de demanda del 7, el PMD podría reducirse considerablemente.

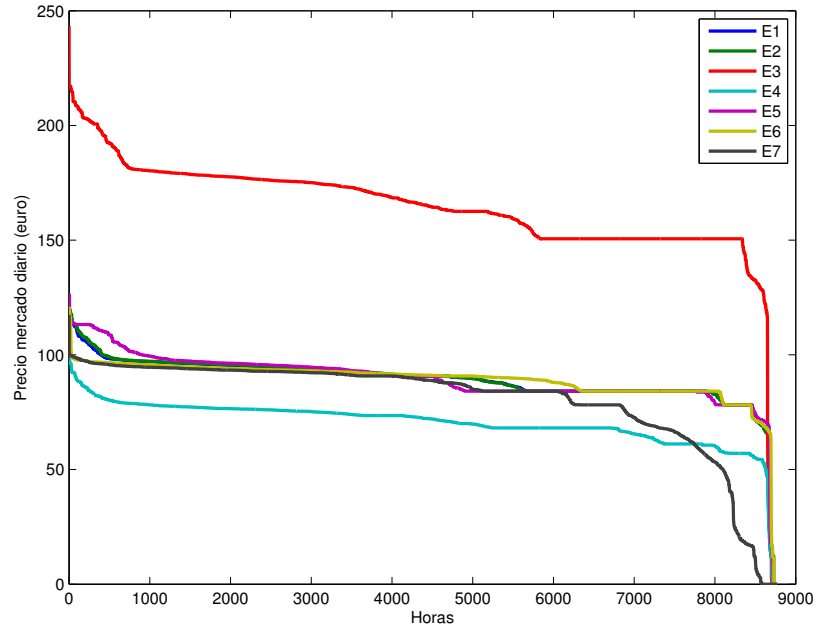
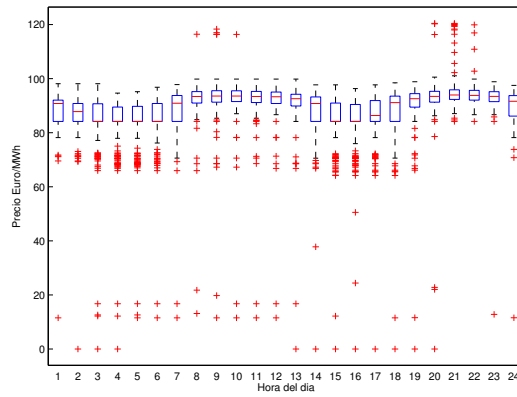
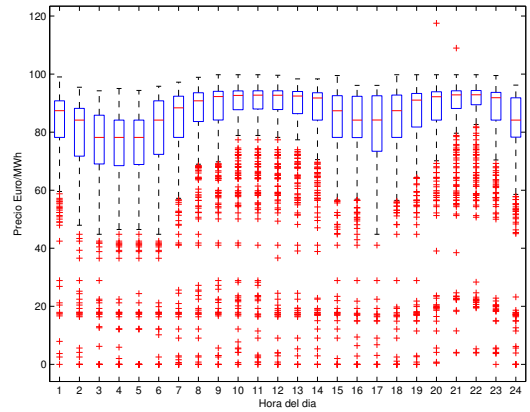


Figura 13: Curva monótona de precios del mercado diario (€).



(1) Escenario Humid.



(2) Escenario Low RW.

Figura 14: Diagrama de cajas del PMD en cada hora del día.

3.4.2 Producción por tecnologías

En la figura 15 se han comparado las producciones anuales de cada tecnología en el escenario base con los valores obtenidos en el año 2011. Como puede observarse los resultados son coherentes, pues las tecnologías convencionales hidráulica, carbón y nuclear han producido en términos generales una cantidad de energía similar a igual potencia instalada. El aumento de la demanda entre ambos años (105.000 GWh) ha sido suplido tanto por tecnologías renovables (FV, CSP, biomasa y eólica) como por centrales de gas natural (en esta producción están incluidos tanto los ciclos combinados como la cogeneración). La variación de la demanda entre los años 2011 y 2020 está representada en la figura 16, donde aparece detallada por tecnologías.

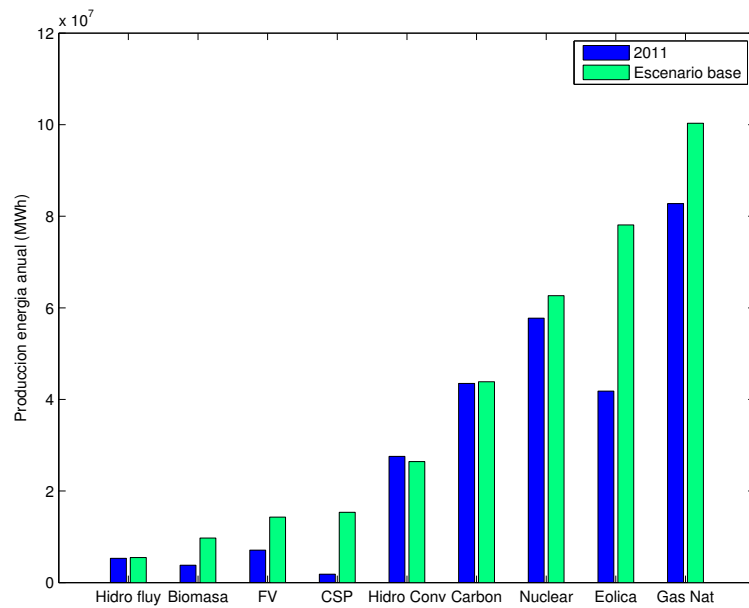


Figura 15: Comparación entre producciones anuales del año 2011 y el caso base.

En la figura 17 están representadas las producciones anuales de cada tecnología, clasificadas por combustible, en el eje z. En el eje de abscisas se representan las tecnologías, mientras que en el de ordenadas los escenarios. Cabe destacar el nivel de producción de la energía eólica, que para el escenario planteado por el PANER superaría la producción nuclear y de centrales térmicas de carbón en todos los escenarios excepto en el escenario 4, en el que por el contrario sería superior a la de las tecnologías basadas en gas natural y nuclear, pero no a las de carbón.

Se observa también que el futuro precio de los combustibles y de los derechos de emisión puede condicionar la composición de la producción eléctrica. Comparando el escenario 3, con altos precios de los derechos de emisión y de combustibles con el 4, bajos precios, podemos concluir que en el primer caso las centrales de carbón verán mermada su producción anual debido a sus altas emisiones de dióxido de carbono, mientras que en el escenario 4 ven incrementada su producción debido al menor precio de su combustible.

Otro aspecto a destacar es la disminución de la producción de energía renovable del escenario 7, debido a la menor capacidad instalada. En este escenario, ante la disminución de la demanda la tecnología eólica superaría a la producción del resto de tecnologías. En la figura 18 puede observarse la producción agregada de cada escenario.

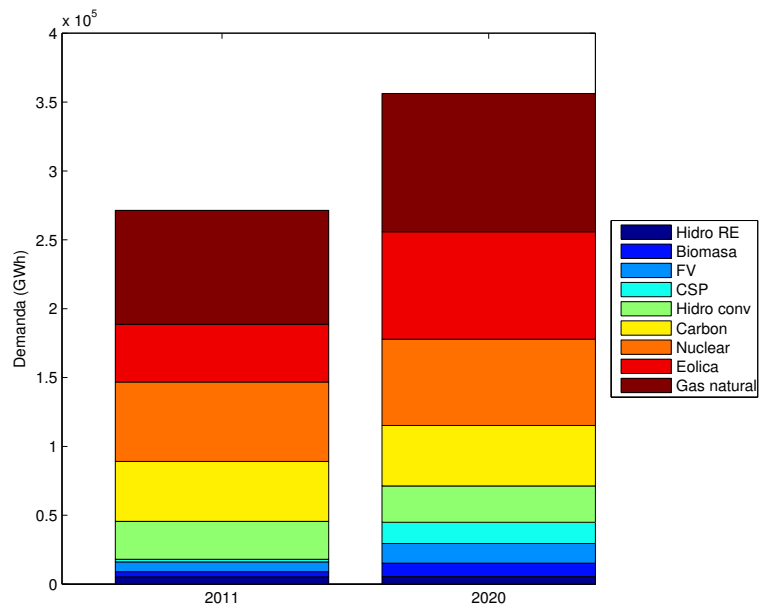


Figura 16: Demanda de los años 2011 y 2020 (GWh) por tecnologías.

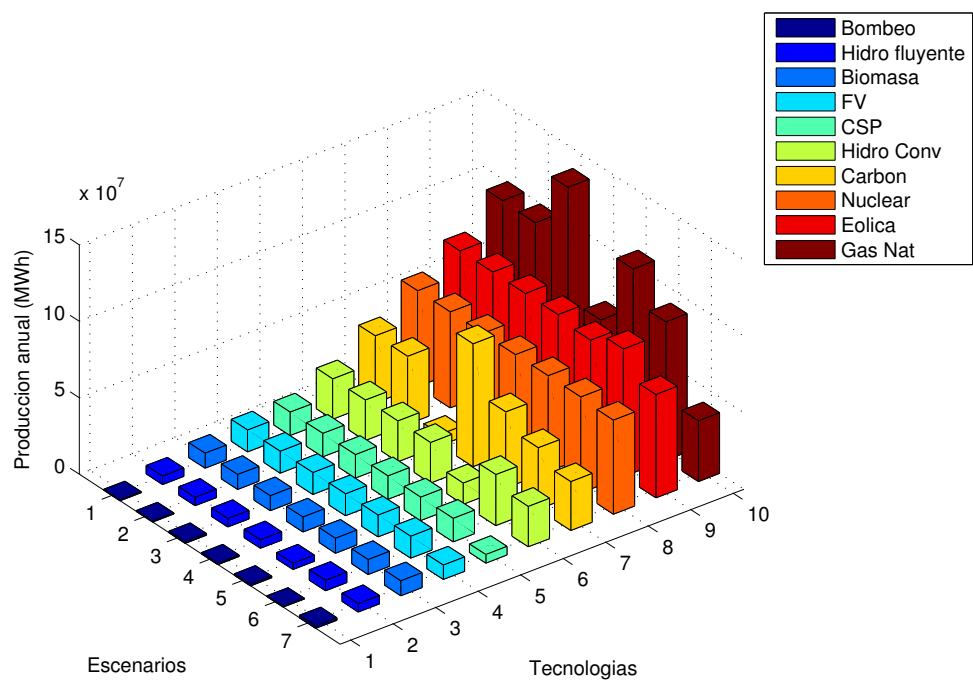


Figura 17: Producción por tecnología para cada escenario (MWh).

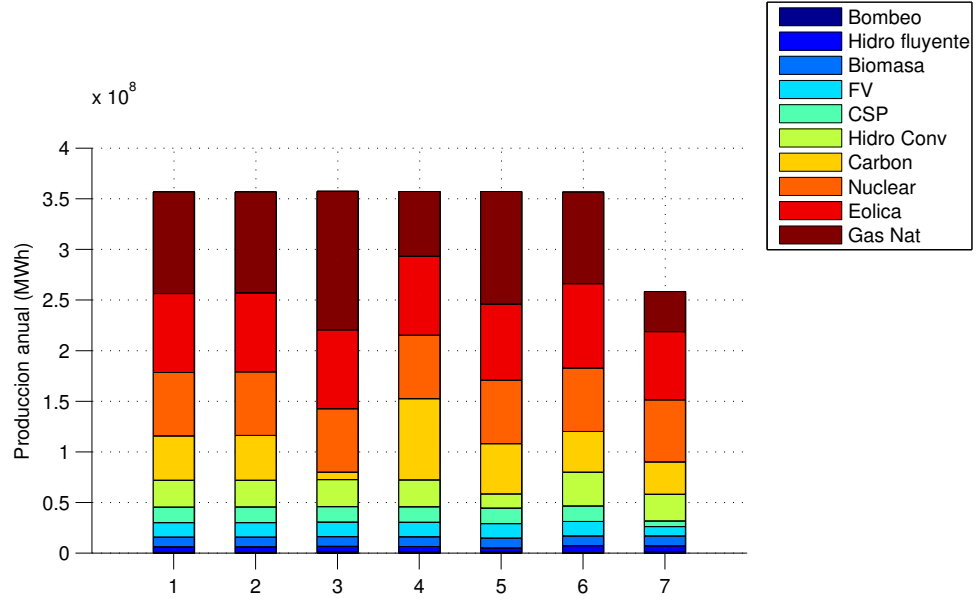


Figura 18: Producción agregada por tecnología para cada escenario (MWh).

3.4.3 Factores de capacidad

El factor de capacidad se define como la ratio entre la producción de una tecnología durante un número de horas (n_h), y la energía que produciría si estuviese operando a su potencia nominal instalada (P_{inst}) durante el periodo considerado.

$$FC = \frac{\sum_1^{n_h} E}{n_h P_{inst}} \quad (39)$$

En la figura 19 están representados los factores de capacidad de cada tecnología, clasificadas por combustibles, en los distintos escenarios. En el eje de abscisas están representadas las tecnologías, en el de ordenadas los distintos escenarios y en el eje z los factores de capacidad.

Puede observarse que para las tecnologías renovables FV, eólica y biomasa los factores de capacidad apenas varían entre los distintos escenarios. La hidráulica fluyente varía su producción, y por tanto, su factor de capacidad en función de las precipitaciones. En el caso de la termoelectrica existe una diferencia entre los valores de FC de los escenarios 1 a 6 y el escenario 7 (Low RW). Aunque las series de producción se han obtenido del modelo de CSP implementado, para los escenarios 1 a 6 se han tomado los valores de producción anual del PANER haciéndose un escalado; mientras que en el escenario 7 se han calculado las producciones a partir de las potencias instaladas en ese caso, que están resumidas en la tabla 15. Por tanto, hay una pequeña variación entre los factores de capacidad aplicados en la elaboración del PANER, y los obtenidos en la elaboración de este modelo. Esta diferencia en el factor de capacidad podría ser debido a dos factores. Por un lado, en este modelo se han considerado datos de radiaciones históricas que han sido normalizadas y multiplicadas por la media de los últimos veintidós años. Esta normalización podría inducir a una infra-estimación de la radiación futura, ya que como establece Sanchez-Lorenzo et al. [54] las radiaciones directas en los últimos años han aumentado, y por tanto, la energía solar disponible considerada es

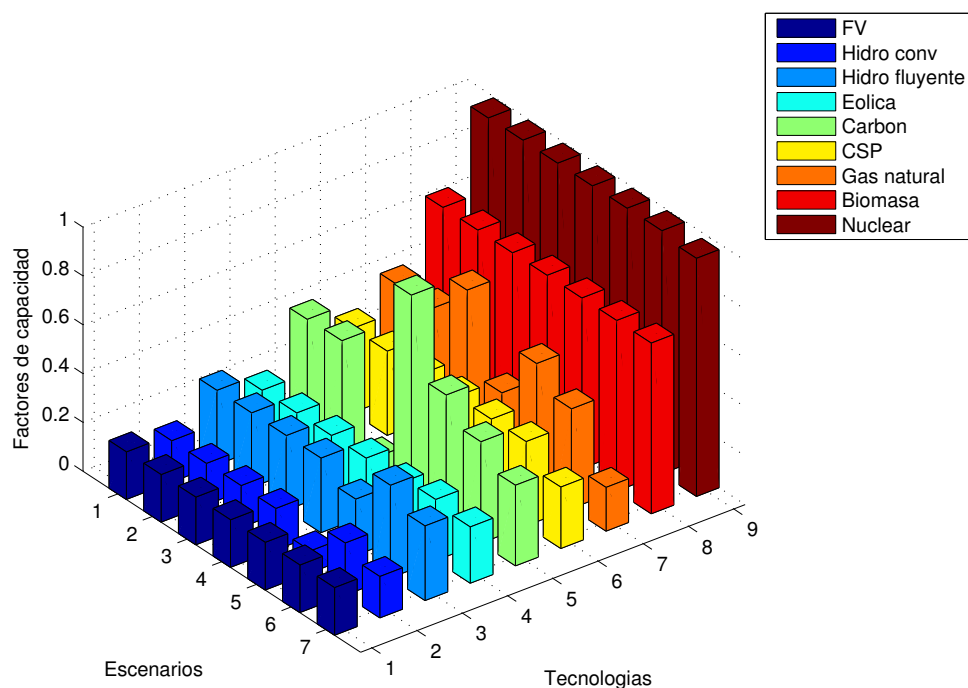


Figura 19: Factores de capacidad de las tecnologías por escenarios.

inferior a la que habría en el año 2020. Por otro lado, es posible que en el PANER se hayan considerado mejoras en el rendimiento de las tecnologías termoelectricas debido a la evolución de su curva de aprendizaje. En los próximos años esta tecnología alcanzará un mayor nivel de madurez por lo que es previsible que su rendimiento se incremente. Estas dos consideraciones redundarían en un incremento del factor de capacidad de esta tecnología en el escenario 7.

De todas las tecnologías renovables, la que posee un mayor FC es la biomasa, puesto que la curva de producción considerada en este caso es constante a lo largo del tiempo. El factor de capacidad de la energía eólica se sitúa en torno al 0,23. Las tecnologías que dependen de la energía solar tienen FCs pequeños puesto que su producción está limitada a las horas de luz, en el caso de la FV (0,19), y su valor aumenta en la CSP debido al almacenamiento (0,34-0,29). La hidráulica fluyente tiene valores diferentes en función de la pluviosidad, que oscilan desde el 0,23 en el escenario seco, pasando por el 0,31 para un escenario medio y alcanzando un 0,38 para un año húmedo.

La tecnología nuclear tiene FC muy elevados (0,99), puesto que las lentas rampas de subida y bajada y los elevados costes de puesta en marcha y parada, hacen que opere de una manera poco flexible. Estos valores son muy elevados y superiores a los que se dan en la realidad, puesto que no se han considerado las indisponibilidades de la tecnología nuclear por las recargas de combustible ni otras paradas programadas. En el escenario 7, se observa una leve disminución (0,97) puesto que ante una demanda menor y una alta ratio de capacidad de tecnologías renovables instaladas (respecto a los niveles de demanda), esta energía ha de operar de manera más flexible por las altas cotas de producción renovable alcanzadas en relación con la demanda.

En el caso de la hidráulica convencional los FC dependen también de la pluviosidad, siendo del 0,14 para el año seco, 0,19 para el medio y 0,23 para el húmedo. En este caso los FC son pequeños puesto que el agua embalsada ha de utilizarse para usos distintos de la producción

energética, y a que las programaciones interanuales del uso de agua de los embalses restringen el consumo debido a la incertidumbre meteorológica del siguiente año.

En el caso de las tecnologías basadas en carbón y en gas natural, puede observarse que los FC son complementarios entre sí, y que en aquellos escenarios en los que la tecnología que complementa la producción renovable es el carbón (E4), el FC de ésta es el más elevado (0,83), mientras que disminuye en las tecnologías de gas natural (0,29). Por el contrario, en un escenario con un valor elevado del precio de los derechos de emisión (E3), el FC del carbón disminuye (0,07), mientras que el de gas natural aumenta (0,62).

En la figura 20 se representan los factores de capacidad acumulados de cada escenario.

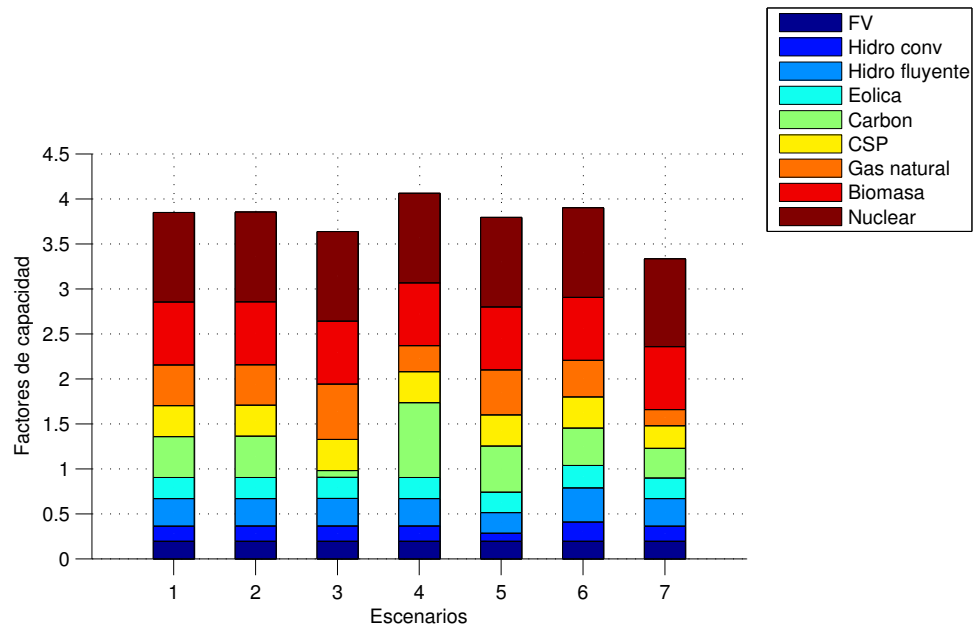


Figura 20: Factores de capacidad agregados de cada escenario.

3.4.4 Energía eólica disponible y vertida

En este apartado se analiza qué proporción de la energía eólica producida está disponible para el sistema eléctrico teniendo en cuenta las restricciones de rampa de los generadores convencionales. Estos datos están resumidos en la tabla 18, donde se presenta la producción eólica incluida en la programación horaria. También está cuantificada la energía vertida, es decir, aquella energía que es posible producir, porque existe recurso eólico suficiente para ello, pero que no ha podido ser integrada en la red al resolver las restricciones de la programación horaria. Esta energía vertida es debida fundamentalmente a las restricciones de rampa, puesto que es la restricción a la generación que limita la producción de renovables en el modelo empleado. No se ha tenido en cuenta, que será necesario incluir en la programación más unidades convencionales para proporcionar energía reactiva y respuestas de inercia.

Esta energía vertida obtiene su valor mínimo en el escenario con mayor pluviosidad, E6, debido a que la mayor disponibilidad de energía hidráulica permite sustituir a las energías convencionales, y debido a su mayor versatilidad es posible responder a las variaciones de energía eólica. En la práctica, en el sistema español los años con mayor pluviosidad (2010

Eólica	Base	Nuclear	High fuel	Low fuel	Dry	Humid	Low RW
Potencia instalada (MW)	38000	38000	38000	38000	38000	38000	33576
Producción (GWh)	78089	78141	78068	78095	75302	83310	67482
Energía vertida (GWh)	107,2	55,1	128,1	100,3	79,3	1,7	302
% vertidos	0,137	0,070	0,164	0,128	0,105	0,002	0,446
Factor de capacidad	0,234	0,234	0,234	0,234	0,226	0,25	0,229

Tabla 18: Energía eólica producida y vertida.

y 2012) han estado acompañados de los mayores vertidos de energía eólica, 315,2 y 121,1 GWh, respectivamente. Esto es debido a la correlación temporal entre la energía eólica e hidráulica, es decir, aquellas horas en las que es necesario vaciar los embalses al tiempo que existe disponibilidad de recurso eólico. Esta situación puede ocurrir en un área geográfica determinada mientras que no sucede en otra. Puesto que en este modelo se consideran los embalses de manera agregada no existe sensibilidad respecto a este tipo de situaciones, por lo que no están contempladas estas restricciones que producirían un aumento de la energía eólica vertida.

Comparando los escenarios base, E1, y nuclear, E2, podemos afirmar que unas centrales nucleares con una operación más flexible mejorarán la integración de la energía eólica en la red. En ese sentido, también se puede afirmar que el uso de tecnologías más rápidas en el mix de generación como los ciclos combinados, escenario High Fuel, E3, ha de reducir los vertidos de viento, respecto a un mix con centrales más lentas, escenario Low Fuel, E4. En este caso esto no sucede por la forma en la que el modelo trata estas centrales, pues en el caso de ciclos combinados se han modelado de manera individual, es decir, el modelo trata las centrales una a una con sus respectivas rampas de subida y bajada, mientras que en el caso de las centrales de carbón, son tratadas de manera agregada con lo que la restricción de rampa se aplica a la central agregada, y por tanto, el modelo no tiene sensibilidad ante las restricciones en la variación de potencia. Por tanto, con un modelo más realista la energía vertida en el escenario 4 sería mayor que la del escenario 3.

La cantidad de energía vertida alcanza su máximo valor en el escenario Low RW, E7, con un aumento de casi un 300% respecto al escenario base. En este escenario la cobertura de la demanda por parte de fuentes renovables es del 46% mientras que en el escenario base es de un 40%. Por tanto, el incremento de energía vertida es debido a una mayor cobertura de la demanda por tecnologías renovables y a la menor capacidad fotovoltaica y la termoeléctrica, que poseen una menor variabilidad que la energía eólica.

AEE [55] recoge los datos de energía eólica vertida de los últimos años (2008-2012). Estos vertidos son debidos a limitaciones por huecos de tensión (actualmente casi despreciables), limitaciones en la red de distribución (14,2 GWh en 2012), en la red de transporte (13,9 GWh en 2012) y excedentes de generación (93 GWh en 2012, 19,3 GWh en 2011 y 202,2 GWh en 2010). En los resultados de la simulación tan sólo se calculan los vertidos debido a la última causa, excedentes de generación. A la vista de estos resultados puede concluirse que la energía eólica vertida obtenida en el modelo es acorde a los datos históricos.

3.4.5 Carga neta

La carga neta se define como la demanda eléctrica menos la producción renovable efectiva, es decir, descontando los vertidos de energía. La figura 21 muestra las monótonas de la carga neta para los distintos escenarios.

En general, puede afirmarse que la carga neta es muy variable a lo largo del año, debido por un lado a las variaciones de demanda entre las horas valle y punta, y a la coincidencia de estas horas con momentos de alta y baja producción de energía procedente de fuentes renovables. Los valores oscilan entre los 1200 y los 55000 MW.

Se observa en el escenario 7 (Low RW), que al disminuir la demanda, la carga neta también lo hace, puesto que aunque disminuya la potencia instalada de tecnologías renovables en términos relativos aumenta la ratio de generación renovable *versus* demanda (46%) con respecto al resto de escenarios (40% en el escenario base). También se aprecia como en los escenarios seco (E5) y húmedo (E6) la carga neta es ligeramente superior e inferior respectivamente, puesto que se han supuesto valores inferiores y superiores a la media, respectivamente, de producción eólica e hidráulica. En el resto de los escenarios 1 a 4, la curva de carga neta es idéntica y aparecen superpuestas unas a otras, adquiriendo valores intermedios con respecto a los escenarios seco y húmedo.

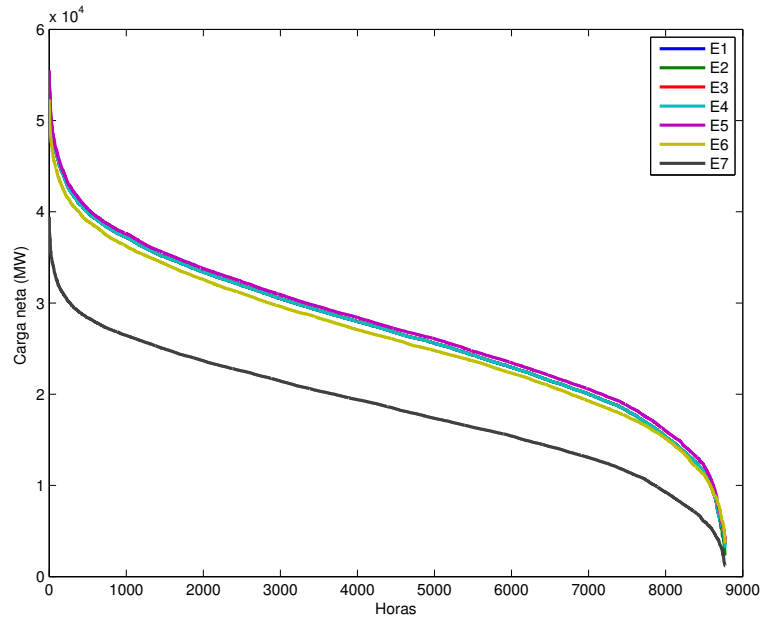


Figura 21: Monótona de la carga neta.

Otro aspecto a tener en cuenta es la capacidad del parque de generación convencional de gestionar la demanda teniendo en cuenta variabilidad de las energías renovables. Para ello se ha representado la variación de la carga neta entre dos horas consecutivas en la figura 22. Esto nos da una idea de los cambios de producción de energías renovables y su coincidencia con la demanda, y por tanto, cómo han de operar las centrales convencionales ante esos cambios de demanda neta, o demanda que han de cubrir las centrales convencionales respecto a la hora anterior. Se observa que la variación de la carga neta aumenta con la potencia renovable instalada, es inferior en el escenario Low RW (E7) que en el resto. Por tanto, a medida que aumente la capacidad renovable instalada será necesaria una cartera de centrales

convencionales más flexibles.

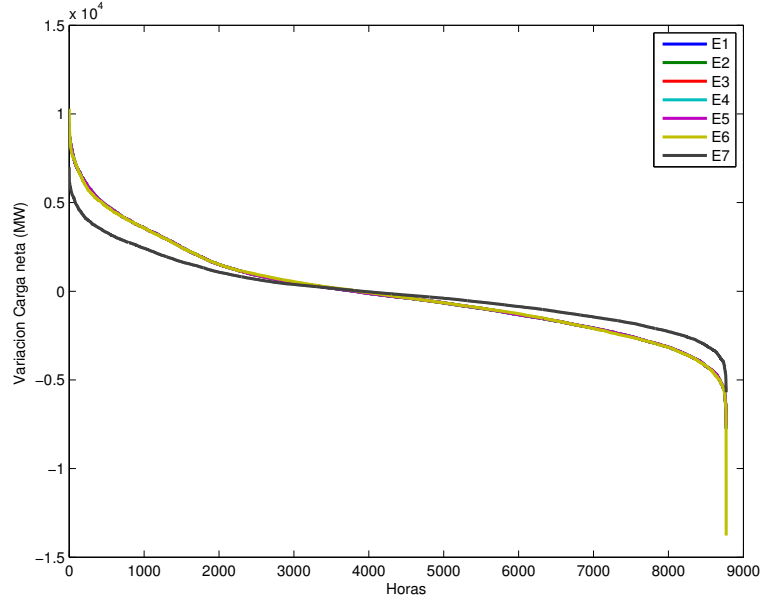


Figura 22: Monótona de la variación de la carga neta.

3.4.6 Ratio de cobertura de la demanda

En la figura 23 se ha representado la curva monótona de la ratio de cobertura de la demanda por parte de las tecnologías renovables. Tal y como era esperable se observa que la producción de energía por parte de las energías renovables no coincide con la demanda, pues la variabilidad de la cobertura es muy elevada. En el escenario Low RW, E7, donde se da una mayor ratio de capacidad renovable instalada respecto a la demanda, la ratio de cobertura es superior y la curva es más suave, además se da el máximo valor de ratio de cobertura que alcanza el 95%. En el escenario con menor producción renovable por efecto de la baja pluviosidad, E5, la ratio de cobertura es la menor de todos los escenarios. Mientras bajo condiciones meteorológicas más favorables, escenario Humid (E6), las ratios son ligeramente superiores.

Estas ratios de cobertura no incluyen las restricciones debidas a requerimientos técnicos que se consideren en la conexión a red, por lo que el valor efectivo sería menor. En el año 2012 la máxima ratio de cobertura de la demanda por parte de la energía eólica fue del 64% el 24 de septiembre a las 3:03h (REE [42]). Aunque este valor va aumentando año tras año sería necesario realizar estudios en más profundidad que contemplaran restricciones de red para determinar cuál será el máximo valor efectivo alcanzable.

3.4.7 Variación horaria de la producción de tecnologías no renovables

Una vez evaluada la variación de la producción por parte de fuentes renovables, pasamos a evaluar cómo influye esta variabilidad en las centrales convencionales. Se ha analizado la variación de la producción entre horas consecutivas para las centrales hidráulicas, de carbón y gas natural.

En la figura 24 se han representado tanto las monótonas de la producción anual de energía hidráulica, figura 24(1), como la variación de esta producción, figura 24(2). Se observa que

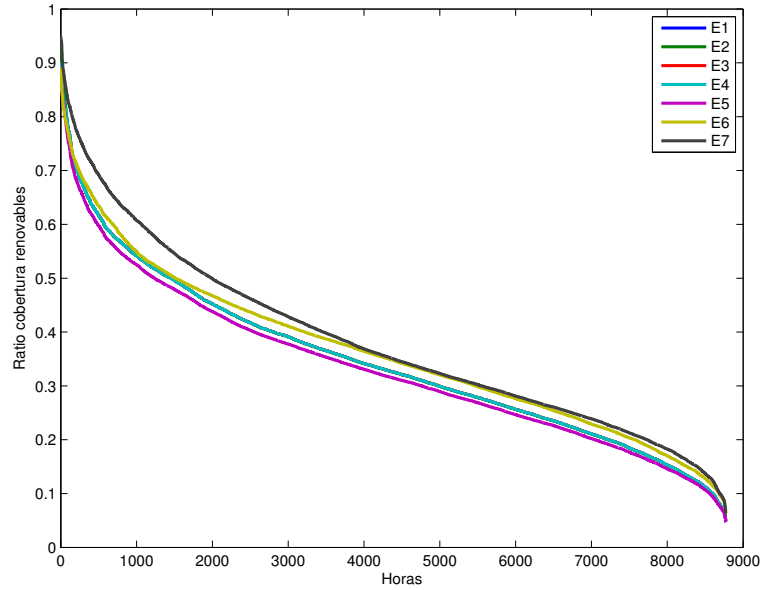
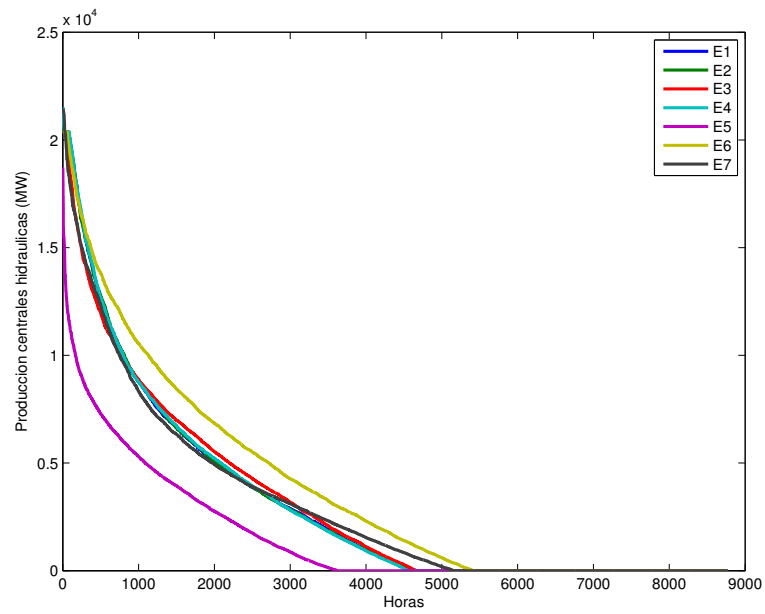


Figura 23: Monótona de la ratio de cobertura de la demanda por parte de las tecnologías renovables.

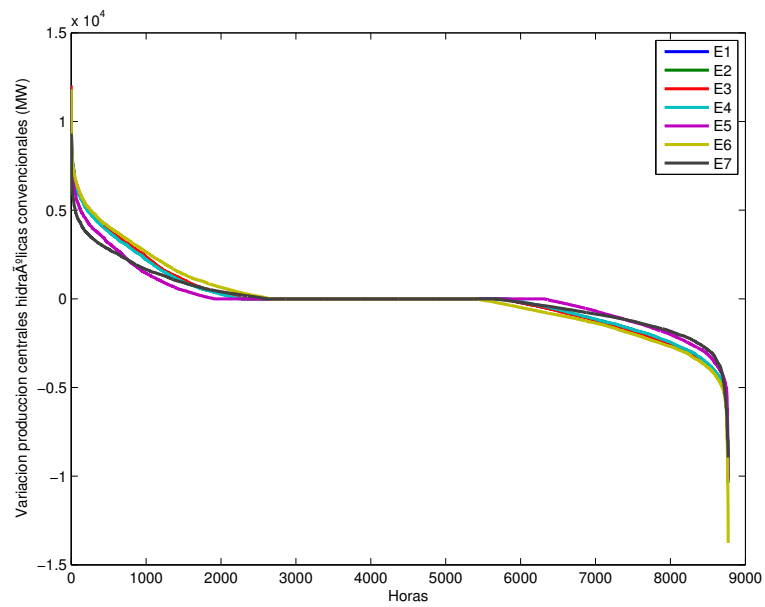
estas tecnologías no operan durante todas las horas del año, lo que concuerda con sus bajos factores de capacidad. Sus horas de operación oscilan entre las 3600 (E5) y las 5400 (E6) dependiendo del escenario. Fijándonos en esto, observamos que la parte central de la monótona de variación (valor igual a cero) coincide en su mayor parte con el número de horas en las que las centrales no están en funcionamiento. Observando los extremos de la curva podemos apreciar que la variación, exceptuando algunos valores atípicos extremos, oscila entre 7500 MW para valores positivos y -5000 MW para negativos. Por tanto, su modo de funcionamiento es muy flexible, ya que se utilizan para compensar las variaciones de producción de las energías renovables.

De manera análoga, en la figura 25 se representa la variación horaria del parque de generación de tecnologías con gas natural, mostrándose tanto las monótonas de producción horaria 25(1), como las variaciones de la potencia horaria 25(2). A diferencia de las centrales hidráulicas, estas tecnologías funcionan de manera menos flexible. Sus horas de operación oscilan entre las 6800 (E7), 7900 (E4) y las 8700 (E3). En consecuencia, las horas consecutivas sin variación de potencia son unas 4000 al año. La variación de potencia en el resto de horas, excluyendo los 100 valores más extremos a subir y a bajar, oscilan entre un valor de 2.800 MW para valores positivos y -2.500 MW para negativos. Las variaciones extremas de producción de gas natural pueden alcanzar los 7000 MW, y coinciden con las puntas de demanda, donde se presentan oscilaciones de esta magnitud en la energía requerida. Del análisis del escenario Low RW (E7) se desprende que el número de puestas en marcha y paradas de estas tecnologías es elevado, debido a que el número de horas en las que todas las centrales están apagadas es unas 2000.

Por último, se representan en la figura 26 las variaciones horarias de potencia de las centrales de carbón, mostrándose tanto la monótona de la producción anual, figura 26(1), como la variación de la producción entre horas consecutivas para la cartera de generación, figura 26(2). A diferencia de las tecnologías anteriores las centrales de carbón están conectadas la

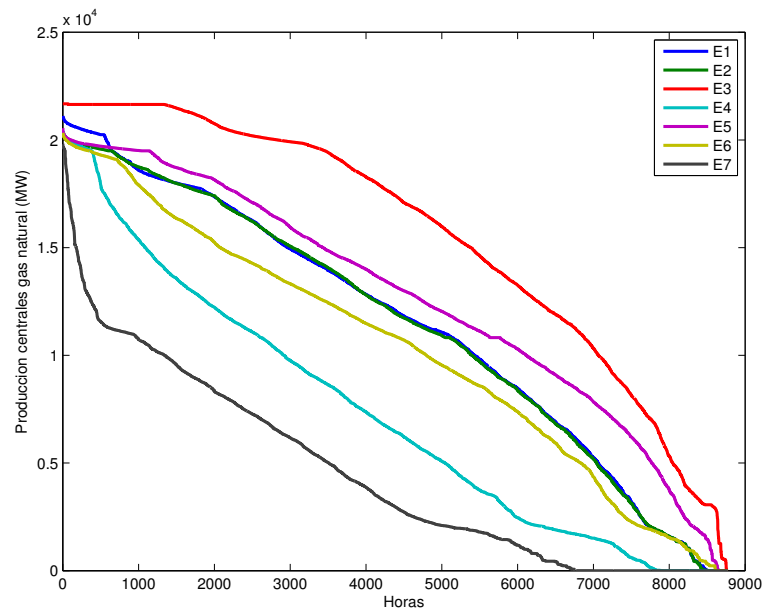


(1) Monótona de producción.

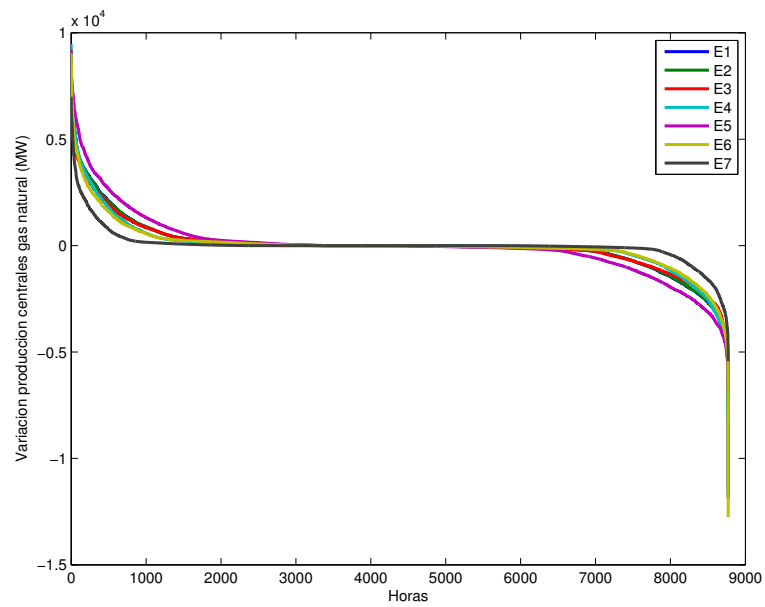


(2) Variación horaria de la producción.

Figura 24: Análisis de la variación de la producción hidráulica convencional.

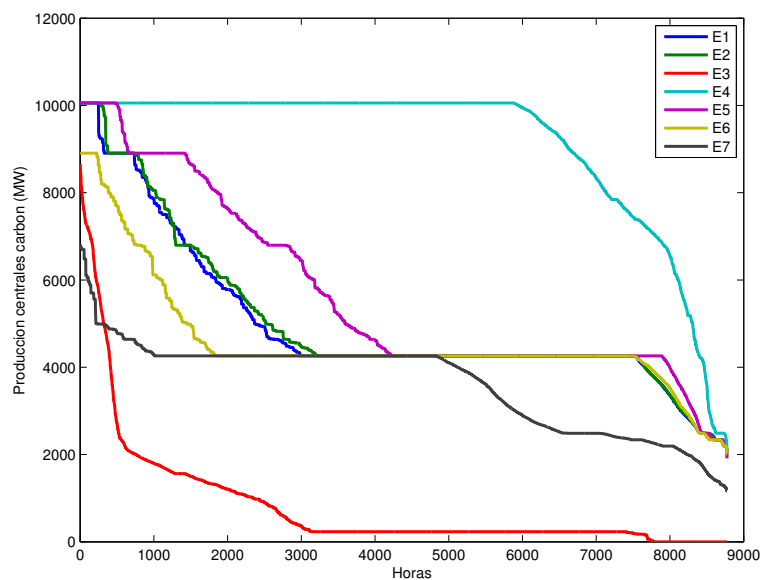


(1) Monótona de producción.

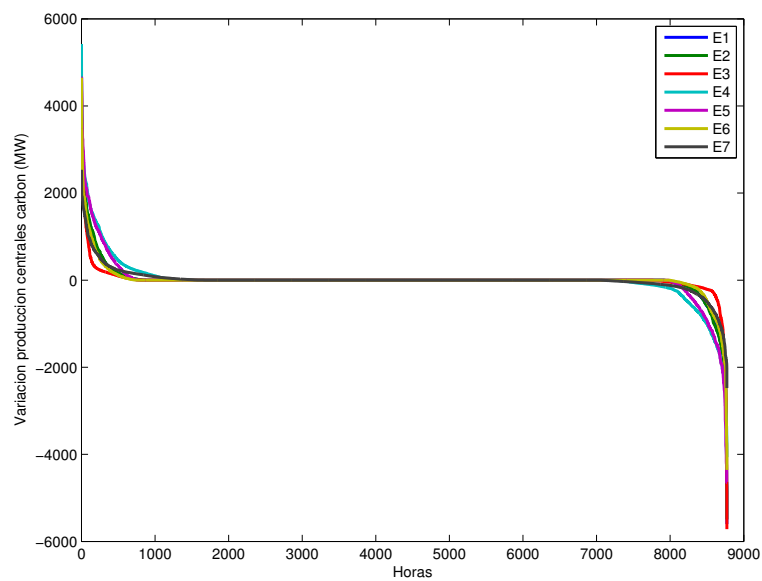


(2) Variación horaria de la producción.

Figura 25: Análisis de la variación de la producción de las centrales de gas natural.



(1) Monótona de producción.



(2) Variación horaria de la producción.

Figura 26: Variación horaria de la producción de las centrales de carbón.

totalidad del año, a excepción del escenario 3, donde su producción se mantiene al mínimo durante un número elevado de horas (4500) y apagadas unas 1000 horas debido al alto coste de los derechos de emisión de CO_2 . Como ya se había adelantado se corrobora en el escenario 4 que el bajo coste de combustible hace que se use predominantemente esta tecnología. En cuanto a la variación de la producción se observa en la figura 26(2) que es mucho menor que en las tecnologías anteriores, alcanzando valores de unos 2200 MW para variaciones positivas y unos -2000 MW para las negativas. Se puede concluir que su modo de operación es el menos flexible de las tecnologías estudiadas en este apartado.

3.4.8 Emisiones de dióxido de carbono

En la tabla 19 están representadas las emisiones de CO_2 resultantes de cada escenario de generación. Los escenarios con mayores niveles de emisión serán el de baja pluviosidad (E5), seguido del de menores precios de los combustibles y derechos de emisión (E4). Por el contrario, el escenario con menores emisiones será el E7 por la disminución del nivel de demanda eléctrica, seguido del escenario con alta pluviosidad (E6).

Parámetro	Base	Nuclear	High Fuel	Low fuel	Dry	Humid	Low RW
Emisiones CO_2 (Mtn)	110	110	103	120	124	99	56

Tabla 19: Emisiones CO_2 de cada escenario.

El protocolo de Kyoto establece un límite de emisiones en la generación de 83,3 Mtn EEA [56], que sólo se cumpliría en el escenario 7, ante un descenso de la demanda.

3.4.9 Costes de operación

En la tabla 20 se presentan los costes de operación totales y desglosados para cada escenario que incluyen tanto los costes de emisiones de dióxido de carbono como los costes de combustible, durante la operación y el arranque.

Costes	Base	Nuclear	High Fuel	Low fuel	Dry	Humid	Low RW
Emisiones CO_2 (M€)	5587	5589	15427	3113	6266	5051	2853
CO_2 arranque (M€)	26	25	65	15	56	22	17
Combustible (M€)	8442	8429	10420	7731	9291	7742	4573
Combustible arranque (M€)	45	45	40	53	33	40	33
Operación (M€)	14100	14088	25952	10912	15647	12856	7475

Tabla 20: Costes operación (M€).

A la vista de los resultados, se observa que ante un escenario de altos precios de combustibles y de derechos de emisiones los costes serán muy elevados comparados con los del escenario de referencia. Se observa también que una mayor pluviosidad disminuye los costes de operación, debido a la disponibilidad y al uso más extendido de las centrales hidráulicas convencionales. También se aprecia que en el caso de un descenso considerable de la demanda

respecto al escenario base, Low RW, los costes de operación disminuyen sustancialmente debido a que la energía suministrada por tecnologías que usan combustibles es mucho menor (por la disminución de la demanda total).

3.5 Conclusiones

Tras el estudio realizado pueden extraerse las siguientes conclusiones:

- En los análisis realizados el precio del mercado diario medio aumenta considerablemente en el año 2020 en todos los escenarios propuestos, siendo el incremento mínimo del 38,9% y el máximo de un 223,6%. Esta variación se debe fundamentalmente al aumento de los precios de los combustibles. Además, la variabilidad del precio depende del porcentaje de generación renovable respecto a la demanda, siendo más variable en términos relativos (variación respecto a precio medio) en el escenario con mayor ratio de generación renovable *versus* demanda, “Low RW”.
- En un escenario con un precio muy elevado de los derechos de emisión de dióxido de carbono los ciclos combinados desplazan a las centrales de carbón. Estas últimas pasan a tener una débil presencia en el mix de generación.
- Los factores de capacidad de las centrales convencionales basadas en combustibles fósiles dependen tanto del precio de los combustibles como de los derechos de emisiones. En el caso de las centrales de ciclo combinado su factor de capacidad disminuye si los precios de emisión son bajos y el precio del gas natural aumenta.
- Los factores de capacidad de la energía hidráulica convencional y, por tanto, su producción dependen fuertemente de la pluviosidad del año meteorológico, variando desde 0,14 hasta 0,23 en los casos considerados.
- Una operación de las centrales nucleares más flexible, que incluya una respuesta a las variaciones de producción por un aumento de la generación de origen renovable, podría disminuir los vertidos de energía eólica un 51,4%. En los casos estudiados se ha visto que la mayor parte de la energía eólica vertida es debida a las restricciones de rampa de las centrales nucleares, es decir, que en la operación habitual apenas se varía la potencia suministrada por estas tecnologías.
- El escenario con menor carga neta, es decir, menos energía de origen convencional, Low RW, tiene un mayor porcentaje de energía eólica vertida, con un aumento de casi un 300% respecto al escenario base. En el escenario Low RW la cobertura de la demanda por parte de energías de origen renovable es del 46% mientras que en el escenario base es de un 40%. Por tanto, una mayor cobertura de la demanda por tecnologías de origen renovable tendrá como consecuencia un aumento de la energía eólica vertida.
- Las tecnologías convencionales (hidráulica, gas natural y carbón) operarán más frecuentemente a carga parcial ante un aumento de la capacidad renovable, puesto que la potencia horaria suministrada varía sustancialmente a lo largo del año.
- La variación de la potencia convencional suministrada hora a hora es más acentuada en el escenario Low RW que en el resto de los escenarios. Además la ratio de energía renovable *versus* demanda es superior, por lo que las centrales convencionales operarán de manera más flexible ante una mayor penetración de energías renovables, incurriendo en rampas severas en su funcionamiento.

- En este modelo, de entre las tecnologías no renovables, las centrales hidráulicas convencionales responden habitualmente a las variaciones de la demanda. Esto es debido a que estas centrales son las más rápidas (mayores rampas) y las de menores costes marginales. Además son las centrales convencionales con menos horas de operación anuales.
- Los ciclos combinados estarán sometidos a grandes variaciones de la producción entre horas sucesivas y aumentarán las paradas, por lo que operarán de manera más flexible. El pico agregado de variación de potencia más elevado es de 7.000 MW, que tiene lugar en los momentos de paso de horas valle de demanda a horas punta. En el escenario con mayor penetración de renovables disminuirán las horas de operación de estas centrales. En la misma línea, en este escenario tienen lugar menores fluctuaciones en la producción.
- Las centrales de carbón funcionan con una producción más estable que las de ciclo combinado e hidráulica convencional, operarán durante más horas al año experimentando menores fluctuaciones de potencia entre horas consecutivas.
- En el escenario con altos costes de derechos de emisión se invierte el funcionamiento de las centrales de carbón y las de ciclo combinado. En este caso las últimas pasarán a operar como centrales de base funcionando todas las horas del año y experimentando menores fluctuaciones en la producción, mientras que las de carbón experimentarán el efecto contrario, disminuyendo sus horas de operación e incrementando sus variaciones horarias.
- Ante un nivel de demanda igual al pronosticado en el PANER, con una cobertura renovable anual de un 40% de la demanda no se cumpliría el protocolo de Kyoto respecto a las emisiones, ni siquiera en el escenario más favorable de mayor recurso hidráulico disponible. Sólo en el caso de que la demanda experimentase un pequeño incremento respecto a los valores actuales (2012) se cumpliría el protocolo de Kyoto en un escenario en el que las fuentes renovables proporcionasen el 45% de la demanda.
- En un escenario con altos precios de derechos de emisión de dióxido de carbono los costes de operación se dispararían.
- Una mayor disponibilidad de recurso hidráulico repercutirá en una disminución de los costes de operación, tanto de las emisiones como de combustible. Por el contrario se incrementarán los costes de arranque.
- En el escenario con mayor cobertura de la demanda por parte de energías renovables junto con una demanda inferior, Low RW, los costes de operación disminuirán. Por el contrario los costes de combustible en el arranque aumentarán de manera relativa con respecto a los costes de combustible totales.

References

- [1] H. Holttinen, P. Meibom, C. Ensslin, L. Hofmann, A. Tuohy, J. O. Tande, A. Estanqueiro, E. Gomez, L. Söder and A. Shakoor. State-of-the-art of design and operation of power systems with large amounts of wind power-summary of IEA Wind collaboration. In Proceedings of the Nordic Wind Power Conference. Roskilde, Denmark, 2007.
- [2] H. Holttinen, P. Meibom, A. Orth, B. Lange, M. O'Malley, J. O. Tande, A. Estanqueiro, E. Gomez, L. Söder and G. Strbac. Impacts of large amounts of wind power on design and operation of power systems, results of IEA collaboration. Wind Energy, 14(2):179–192, 2011.

- [3] X. García Casals, P. Linares Llamas, F. J. Santos Pérez and A. Ramos Galán. Renovables 100%: un sistema renovable para la España peninsular y su viabilidad económica. Tech. rep., IIT, 2006.
- [4] Balmorel. Balmorel, Energy system model. [website] <http://balmorel.com/>, 2013.
- [5] K. Karlsson and P. Meibom. Optimal investment paths for future renewable based energy systems—Using the optimisation model Balmorel. *International Journal of Hydrogen Energy*, 33(7):1777–1787, 2008.
- [6] M. Münster and P. Meibom. Optimization of use of waste in the future energy system. *Energy*, 36(3):1612–1622, 2011.
- [7] N. Juul and P. Meibom. Optimal configuration of an integrated power and transport system. *Energy*, 36(5):3523–3530, 2011.
- [8] N. Juul and P. Meibom. Road transport and power system scenarios for Northern Europe in 2030. *Applied Energy*, 92(0):573 – 582, 2012.
- [9] European Commission. Directive 2009/28/EC. 2009.
- [10] Energy Information Administration. Annual Energy Outlook 2013 - Energy Information Administration. 2013.
- [11] WILMAR. WILMAR Wind Power Integration in Liberalised Electricity Markets. [website] <http://www.wilmar.risoe.dk/>, 2013.
- [12] P. Meibom, H. V. Larsen, R. Barth, H. Brand, C. Weber and O. Voll. Wilmar joint market model. Documentation. Tech. Rep. R-1552(EN), Risø National Laboratory, 2006.
- [13] R. Barth, L. Söder, C. Weber, H. Brand and D. J. Swider. Methodology of the Scenario Tree Tool. Tech. rep., Institute of Energy Economics and the Rational Use of Energy. University of Stuttgart, 2006.
- [14] R. Barth, H. Brand, P. Meibom and C. Weber. A stochastic unit-commitment model for the evaluation of the impacts of integration of large amounts of intermittent wind power. In *International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems, PMAFS*, 1–8. Stockholm, Sweden, 2006.
- [15] P. Meibom, R. Barth, H. Brand and C. Weber. Wind power integration studies using a multi-stage stochastic electricity system model. In *IEEE Power Engineering Society General Meeting*, 1–4. Tampa, Florida, USA., 2007.
- [16] P. Meibom, C. Weber, R. Barth and H. Brand. Operational costs induced by fluctuating wind power production in Germany and Scandinavia. *IET Renewable Power Generation*, 3(1):75–83, 2009.
- [17] H. Brand, R. Barth, C. Weber, P. Meibom and D. J. Swider. Extension of wind power: Effects on markets and costs of integration. In *4th International Energy Economics Conference*. Vienna, Austria, 2005.
- [18] N. Troy, E. Denny and M. O’Malley. Base-load cycling on a system with significant wind penetration. *IEEE Transactions on Power Systems*, 25(2):1088–1097, 2010.

- [19] A. F. Gubina, A. Keane, P. Meibom, J. O’Sullivan, O. Goulding, T. McCartan and M. O’Malley. New tool for integration of wind power forecasting into power system operation. In *PowerTech*. IEEE, Bucharest, Romania, 2009.
- [20] P. Meibom, R. Barth, B. Hasche, H. Brand, C. Weber and M. O’Malley. Stochastic optimization model to study the operational impacts of high wind penetrations in Ireland. *IEEE Transactions on Power Systems*, 26(3):1367–1379, 2011.
- [21] P. Meibom, R. Barth, H. Brand, B. Hasche, D. Swider, H. Ravn and C. Weber. All island grid study. Wind variability management studies. Department of Enterprise, Trade and Investment, 2008.
- [22] A. Tuohy, P. Meibom, E. Denny and M. O’Malley. Unit commitment for systems with significant wind penetration. *IEEE Transactions on Power Systems*, 24(2):592–601, 2009.
- [23] A. Tuohy, P. Meibom, E. Denny and M. O’Malley. Benefits of stochastic scheduling for power systems with significant installed wind power. In *Proceedings of the 10th International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems, PMAPS*, 1–7. Puerto Rico, 2008.
- [24] J. Kiviluoma and P. Meibom. Documentation of databases in the Wilmar Planning tool. Tech. Rep. R-1554(EN), Risø National Laboratory, 2006.
- [25] M. Montes, A. Abánades, J. Martínez-Val and M. Valdés. Solar multiple optimization for a solar-only thermal power plant, using oil as heat transfer fluid in the parabolic trough collectors. *Solar Energy*, 83(12):2165–2176, 2009.
- [26] M. J. Wagner and P. Gilman. Technical manual for the SAM physical trough model, vol. 303. National Renewable Energy Laboratory, 2011.
- [27] NREL. NREL: System Advisor Model (SAM). [website] <https://www.nrel.gov/analysis/sam/>, 2013.
- [28] S. A. Kalogirou. *Solar Energy Engineering: Processes and Systems*. Academic Press, 2009.
- [29] J. Usaola. Stochastic production of CSP solar plants for generation planning. In *2nd International Workshop on the Integration of Solar Power into Power Systems*. Lisbon, Portugal, 2012.
- [30] J. Usaola. Operation of concentrating solar power plants with storage in spot electricity markets. *IET Renewable Power Generation*, 6(1):59, 2012.
- [31] A. Gil, M. Medrano, I. Martorell, A. Lázaro, P. Dolado, B. Zalba and L. Cabeza. State of the art on high temperature thermal energy storage for power generation. Part 1–Concepts, materials and modellization. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 14(1):31–55, 2010.
- [32] M. Medrano, A. Gil, I. Martorell, X. Potau and L. Cabeza. State of the art on high-temperature thermal energy storage for power generation. Part 2–Case studies. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 14(1):56–72, 2010.
- [33] Satel-Light. Satel-Light - The European Database of Daylight and Solar Radiation. [website] <http://satel-light.com/core.htm>, 2013.

- [34] NASA. Atmospheric Science Data Center. [website] <https://eosweb.larc.nasa.gov/>, 2013.
- [35] Protermosolar. Spanish Association of the Solar Thermoelectric Industry. [website] <http://www.protermosolar.com/>, 2013.
- [36] V. López. Optimización de la producción hidroeléctrica a largo plazo de una empresa generadora en un entorno liberalizado. Final project, Universidad Carlos III de Madrid, 2008.
- [37] REE. Glossary of REE. [website] http://www.ree.es/ayuda/glosario_electrico.asp, 2013.
- [38] BOE. P.O. 1.5. Reserve requirements for frequency-power regulation. Order 13-07-2006. 2006.
- [39] Ministry of Industry, Energy and Tourism, MINETUR. National Renewable Energy Action Plan (NREAP) (2011-2020). Tech. rep., Minetur, 2010.
- [40] E-sios. Red Eléctrica de España, S. A. Spanish power system operator information. [website] <http://www.esios.ree.es/web-publica/>, 2010.
- [41] Mc Graw Hill Financial. Platts. [website] <http://www.platts.com/>, 2013.
- [42] REE. The Spanish electricity system. 2012. Tech. rep., REE, 2013.
- [43] Ministry of Industry, Energy and Tourism, MINETUR. Las centrales termoeléctricas. Consumos marginales, consumos medios y costes de arranque. Grupos de fuel-oil y gas natural. Tech. rep., Minetur, 1990.
- [44] Ministry of Industry, Energy and Tourism, MINETUR. Las centrales termoeléctricas. Consumos marginales, consumos medios y costes de arranque. Grupos de carbón. Tech. rep., Minetur, 1988.
- [45] Foro Nuclear. Foro Nuclear: Forum of the Spanish Nuclear Industry. [website] <http://www.foronuclear.org/>, 2013.
- [46] L. Atienza. La energía nuclear en la operación del sistema eléctrico español. Economía industrial, (369):65–73, 2008.
- [47] International Monetary Fund. IMF Primary Commodity Prices. [website] <http://www.imf.org/external/np/res/commod/index.aspx>, 2013.
- [48] BOE. Order RD 134/2010 of February 2013. A-2013-1736.
- [49] Greenpeace. El carbón: un futuro negro. Tech. rep., Greenpeace, 2009.
- [50] CNE. Monthly monitoring report of the wholesale gas market (February). <http://www.cne.es/cne/doc/publicaciones/>, 2013.
- [51] D. Molina Orero. Financiación de proyectos nucleares: Modelos financieros e incertidumbre. Oral presentation, 2009.
- [52] Sendeco. Sendeco. [website] <http://www.sendeco2.com/>, 2013.
- [53] International Monetary Fund. World Economic Outlook. Hopes, Realities and Risks. Tech. rep., 2013.

- [54] A. Sanchez-Lorenzo, J. Calbó and M. Wild. Global and diffuse solar radiation in Spain: Building a homogeneous dataset and assessing their trends. *Global and Planetary Change*, 2012.
- [55] AEE. Anuario 2013 AEE. Tech. rep., Asociación Empresarial Eólica, 2013.
- [56] EEA. Greenhouse gas emission trends and projections in Europe 2012 - Tracking progress towards Kyoto and 2020 targets. Tech. rep., European Environment Agency, 2012.